



**SKRIPSI – ME141501**

**DESAIN KONSEPTUAL MINI FSRU SEBAGAI TERMINAL  
PENERIMAAN LNG UNTUK PLTMG DI WILAYAH JAYAPURA**

I Wayan Gede Krisna Dwipayana Darma Putra  
NRP 04211440000034

Dosen Pembimbing  
Prof. Dr. Ketut Buda Artana, S.T., M.Sc.  
Dr. I Made Ariana, S.T., M.T.

**DEPARTEMEN TEKNIK SISTEM PERKAPALAN  
FAKULTAS TEKNOLOGI KELAUTAN  
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER  
SURABAYA  
2018**





**SKRIPSI – ME 141501**

**DESAIN KONSEPTUAL MINI FSRU SEBAGAI TERMINAL  
PENERIMAAN LNG UNTUK PLTMG DI WILAYAH JAYAPURA**

I Wayan Gede Krisna Dwipayana Darma Putra  
NRP 04211440000034

Dosen Pembimbing  
Prof. Dr. Ketut Buda Artana, S.T., M.Sc.  
Dr. I Made Ariana, S.T., M.T.

DEPARTEMEN TEKNIK SISTEM PERKAPALAN  
FAKULTAS TEKNOLOGI KELAUTAN  
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER  
2018

*“Halaman ini sengaja dikosongkan”*



**KRIPSI – ME 141501**

**DESAIN KONSEPTUAL MINI FSRU SEBAGAI TERMINAL  
PENERIMAAN LNG UNTUK PLTMG DI WILAYAH JAYAPURA**

I Wayan Gede Krisna Dwipayana Darma Putra  
NRP 04211440000034

Dosen Pembimbing  
Prof. Dr. Ketut Buda Artana, S.T., M.Sc.  
Dr. I Made Ariana, S.T., M.T.

DEPARTEMEN TEKNIK SISTEM PERKAPALAN  
FAKULTAS TEKNOLOGI KELAUTAN  
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER  
2018

*“Halaman ini sengaja dikosongkan”*

## LEMBAR PENGESAHAN

### **Desain Konseptual Mini FSRU Sebagai Terminal Penerimaan LNG untuk PLTMG di Wilayah Jayapura**

#### **TUGAS AKHIR**

Diajukan Untuk Memenuhi Salah Satu Syarat  
Memperoleh Gelar Sarjana Teknik  
pada

Bidang Studi *Reliability, Availability, Management  
and Safety* (RAMS)

Program Studi S-1 Departemen Teknik Sistem Perkapalan  
Fakultas Teknologi Kelautan  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Oleh :

**I Wayan Gede Krisna Dwipayana Darma Putra**  
NRP. 04211440000034

Disetujui oleh Pembimbing Tugas Akhir :

Prof. Dr. Ketut Buda Artana, S.T., M.Sc.

Dr. I Made Ariana, S.T., M.T.

*“Halaman ini sengaja dikosongkan”*



## LEMBAR PENGESAHAN

### **Desain Konseptual Mini FSRU Sebagai Terminal Penerimaan LNG untuk PLTMG di Wilayah Jayapura**

#### **TUGAS AKHIR**

**Diajukan Untuk Memenuhi Salah Satu Syarat  
Memperoleh Gelar Sarjana Teknik  
pada**

**Bidang Studi *Reliability, Availability, Management  
and Safety* (RAMS)**

**Program Studi S-1 Departemen Teknik Sistem Perkapalan  
Fakultas Teknologi Kelautan  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember**

Oleh:

**I Wayan Gede Krisna Dwipayana Darma Putra  
NRP. 04211440000034**

Disetujui oleh Kepala Departemen Teknik Sistem Perkapalan:



**Dr. Eng. M. Badrus Zaman, ST., M.T.**  
**NIP. 197708022008011007**

*“Halaman ini sengaja dikosongkan”*

## **Desain Konseptual Mini FSRU Sebagai Terminal Penerimaan LNG untuk PLTMG di Wilayah Jayapura**

**Nama Mahasiswa** : I Wayan Gede Krisna Dwipayana Darma Putra  
**NRP** : 04211440000034  
**Departemen** : Teknik Sistem Perkapalan ITS  
**Dosen Pembimbing 1** : Prof. Dr. Ketut Buda Artana, S.T., M.Sc.  
**Dosen Pembimbing 2** : Dr. I Made Ariana, S.T., M.T.

### **Abstrak**

Papua merupakan salah satu provinsi dengan kebutuhan listrik yang tinggi di Indonesia. Maka dari itu pemerintah Republik Indonesia mencanangkan percepatan pengadaan listrik di wilayah Indonesia, khususnya Papua. Rencana pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan jaringan distribusi listrik di Provinsi Papua dilakukan dengan mempertimbangkan sebaran penduduk di wilayah tersebut. Lokasi pembangunan *power plant* di provinsi Papua tersebar di beberapa titik, beberapa diantaranya berlokasi di kota Jayapura yang terletak pada bagian utara Papua. Di Jayapura terdapat 3 (tiga) pembangkit listrik dengan kapasitas masing – masing 50 MW, 50 MW dan 40 MW, dimana ketiga pembangkit ini menggunakan *natural gas* sebagai bahan bakarnya. Pembangkit listrik di wilayah Jayapura akan disuplai dengan menggunakan kapal LNG berukuran 30.000 m<sup>3</sup> dengan *roundtrip* selama 15 hari. Fasilitas penerimaan gas yang akan digunakan di wilayah Jayapura ialah FSRU. FSRU (*Floating Storage and Regasification Unit*) merupakan bangunan apung yang berfungsi untuk menyimpan dan meregasifikasi LNG (*liquefied natural gas*), lalu mendistribusikannya menggunakan pipa menuju pembangkit. FSRU dipilih karena kontur dasar laut Jayapura yang landai dan juga tidak tersedia lahan di darat. Pada tugas akhir ini akan dilakukan perancangan FSRU berupa *conceptual design* yaitu penentuan kapasitas tangki muat, rencana garis, *general arrangement*, perhitungan stabilitas, *process flow diagram* (PFD) serta *process and instrument diagram* (P & ID) untuk sistem loading LNG dan sistem regasifikasi LNG pada FSRU yang akan digunakan sebagai terminal penerimaan gas untuk memenuhi kebutuhan listrik di wilayah Jayapura.

Kata kunci : Desain Konseptual, LNG, Mini FSRU, *Natural Gas*, Terminal Penerimaan LNG.

*“Halaman ini sengaja dikosongkan”*

# **Conceptual Design of Mini FSRU as LNG Receiving Facility to Supply PLTMG in Jayapura**

**Name of Student** : I Wayan Gede Krisna Dwipayana Darma Putra  
**NRP** : 04211440000034  
**Department** : Marine Engineering  
**Supervisor 1** : Prof. Dr. Ketut Buda Artana, S.T., M.Sc.  
**Supervisor 2** : Dr. I Made Ariana, S.T., M.T.

## **Abstract**

*Papua is one of the provinces with high electricity demand in Indonesia. Therefore the government of the Republic of Indonesia announced the acceleration of electricity provision in the territory of Indonesia, especially in Papua. The plan to build the power generation, transmission and electricity distribution network in Papua is done by considering the distribution of the population in that region. The location of the power plant construction in Papua is spread out at some point, some of them are located in the Jayapura, which is located on the northern part of Papua. In Jayapura, there are 3 (three) power plant with each capacity 50 MW, 50 MW and 40 MW, where these plant using natural gas as its fuel. Power plants in Jayapura region will be supplied by using LNG carrier which having 30,000 m<sup>3</sup> in capacity and 15 days for the roundtrip. Gas receiving facility that will be used in the Jayapura is FSRU. FSRU (Floating Storage and Regasification Unit) is a floating building that the functions to store and regasification of LNG (liquefied natural gas), and then distribute the natural gas by using pipeline to the power plant. FSRU was chosen because contours of the sea bed in Jayapura that ramps and also there is no available space in shore. In this bachelor thesis will be done the conceptual design of FSRU by doing determination of the capacity of LNG storage tank in FSRU, lines plan, general arrangement, calculation of stability, process flow diagrams (PFD) as well as process and instrument diagrams (P & ID) for the system of loading LNG regasification of LNG on the FSRU to be used as LNG receiving facilities to meet the electricity demand in the area of Jayapura.*

**Keywords** : Conceptual Design, LNG, LNG Receiving Facility, Mini FSRU, Natural Gas.

*“Halaman ini sengaja dikosongkan”*

## KATA PENGANTAR

Puji syukur kehadiran Tuhan Yang Maha Esa karena berkat segala Rahmat-Nya lah penulis dapat menyelesaikan laporan tugas akhir yang berjudul Desain Konseptual Mini FSRU sebagai Terminal Penerimaan LNG untuk PLTMG di Wilayah Jayapura.

Dalam proses penyusunan laporan ini penulis telah mendapatkan dukungan dan bantuan dari berbagai pihak sehingga penulis pun mengucapkan terima kasih khususnya kepada :

1. Kedua orang tua yang tiada hentinya memberikan dukungan moral dan material kepada penulis.
2. Bapak Prof. DR. Ketut buda Artana , ST., M.Sc selaku dosen pembimbing 1 (pertama) yang senantiasa memberikan bimbingan mengenai tugas akhir ini.
3. Bapak Dr. I Made Ariana, ST., M.Sc selaku dosen pembimbing 2 (kedua) yang senantiasa juga ikut membantu dalam pengerjaan tugas akhir ini.
4. Bapak Raja Oloan Saut Gurning, S.T., M.Sc., Ph.D., selaku dosen wali yang telah mendidik penulis selama berkuliah di Institut Teknologi Sepuluh Nopember.
5. Bapak A.A.B. Dinariyana Dwi .P. S.T., MES., Ph.D. selaku kepala lab RAMS.
6. Kak Gede Bagus Dwi Suasti Antara yang senantiasa ikut membantu penulis dalam mengerjakan tugas akhir ini.
7. Teman-teman MERCUSUAR yang senantiasa memberi dukungan dan motivasi kepada penulis.

Dalam penyusunan laporan ini saya menyadari bahwa laporan ini masih belum sempurna, oleh karena itu kritik dan saran dari semua pihak yang bersifat membangun selalu penulis harapkan demi kesempurnaan laporan ini. Akhir kata saya berharap semoga laporan ini dapat bermanfaat bagi pembaca.

Surabaya, 6 Juli 2018

I Wayan Gede Krisna Dwipayana Darma Putra

04211440000034

*“Halaman ini sengaja dikosongkan”*



## DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL .....	i
LEMBAR PENGESAHAN.....	v
LEMBAR PENGESAHAN.....	vii
Abstrak .....	ix
Abstract .....	xi
KATA PENGANTAR.....	xiii
DAFTAR ISI .....	xv
DAFTAR GAMBAR.....	xx
DAFTAR TABEL .....	xxii
BAB 1 PENDAHULUAN.....	1
1.1. Latar Belakang.....	1
1.2. Rumusan Masalah .....	2
1.3. Batasan Masalah.....	2
1.4. Tujuan.....	2
1.5. Luaran.....	2
1.6. Manfaat.....	3
BAB 2 LANDASAN TEORI .....	5
2.1. LNG ( <i>Liquefied Natural Gas</i> ).....	5
2.2. Rantai Pasok LNG ( <i>LNG Supply Chain</i> ) .....	5
2.3. Terminal Penerimaan LNG.....	6
2.4. Pemuatan dan Pembongkar Muatan LNG pada Kapal LNG .....	10
2.5. Proses Regasifikasi LNG .....	11
2.6. Satuan dan Konversi untuk LNG .....	15
2.7. Sistem <i>Ballast</i> .....	16
2.8. Sistem Bilga .....	18
2.9. Sistem Pemadam Kebakaran .....	19
2.9.1. Sistem Pemadam Kebakaran Air Laut.....	20
2.9.2. Sistem Pemadam Kebakaran <i>Powder</i> .....	22
2.9.3. Sistem Pemadam Kebakaran CO <sub>2</sub> .....	23
2.9.4. <i>Emergency Fire Pump</i> .....	23

2.10. <i>Fuel Oil System</i> .....	23
2.11. <i>Lube Oil System</i> .....	25
2.12. <i>Engine Cooling System</i> .....	26
2.13. <i>Compressed Air System</i> .....	27
2.14. Perhitungan Berat Struktural .....	28
2.15. Stabilitas Bangunan Apung .....	29
2.15.1. Komponen Stabilitas Kapal .....	29
2.16. <i>Process Flow Diagram</i> (PFD).....	31
2.17. <i>Process and Instrument Diagram</i> (P & ID).....	31
<b>BAB 3 METODOLOGI PENELITIAN</b> .....	<b>33</b>
3.1. Studi Pustaka.....	34
3.2. Pengambilan Data .....	34
3.3. Analisa Data.....	34
3.4. Perancangan Desain .....	35
3.5. Analisa Model .....	35
<b>BAB 4 PEMBAHASAN</b> .....	<b>37</b>
4.1. Pertimbangan Posisi Peletakan FSRU .....	37
4.2. Kebutuhan Gas pada Pembangkit.....	38
4.3. Pemilihan LNG <i>Storage Tank</i> .....	39
4.4. Penentuan Ukuran Utama FSRU .....	41
4.5. Pembagian Kompartemen FSRU .....	42
4.5.1. Penentuan Tinggi <i>Double Bottom</i> .....	42
4.5.2. Penentuan <i>Bulkhead</i> .....	43
4.6. Perhitungan Diameter Pipa LNG <i>Liquid Header</i> pada Sistem <i>Loading</i> .....	44
4.7. Perhitungan Sistem Regasifikasi LNG .....	45
4.7.1. Perhitungan Kebutuhan AAV.....	48
4.7.2. Perhitungan Kebutuhan <i>Trim Heater</i> .....	48
4.7.3. Perhitungan Kebutuhan <i>BOG Heater</i> .....	49
4.7.4. Pemilihan <i>Boiler</i> .....	50
4.8. Perhitungan Kompresor BOG .....	51

4.9. Perhitungan Diameter <i>Natural Gas Header</i> .....	52
4.9. Perhitungan LNG <i>Sendout Header</i> .....	52
4.10. Perhitungan Diameter LNG <i>High Pressure Line</i> .....	53
4.11. Perhitungan Diameter LNG <i>Low Pressure Line</i> .....	54
4.12. Perhitungan Diameter Pipa <i>Natural Gas</i> menuju Kamar Mesin .....	54
4.13. Perhitungan Diameter Pipa Gas Menuju Pembangkit .....	55
4.13.1. <i>Low Pressure Line</i> .....	56
4.13.2. <i>High Pressure Line</i> .....	57
4.14. Perhitungan Pompa LNG .....	58
4.15. Perhitungan <i>Mooring Capstan</i> .....	62
4.16. Perhitungan Nitrogen Generator.....	63
4.17. Perhitungan Sistem <i>Ballast</i> .....	64
4.17.1. Perhitungan Kapasitas Pompa <i>Ballast</i> .....	64
4.17.2. Perhitungan Diameter Pipa Utama .....	65
4.17.3. Perhitungan <i>Head</i> pompa <i>Ballast</i> .....	65
4.17.4. Pemilihan Pompa <i>Ballast</i> .....	69
4.18. Perhitungan Sistem Bilga .....	69
4.18.1. Perhitungan Diameter Pipa Utama .....	69
4.18.2. Perhitungan Diameter Pipa Cabang.....	70
4.18.3. Perhitungan Kapasitas Pompa Bilga.....	70
4.18.4. Perhitungan <i>Head</i> Sistem Bilga.....	71
4.18.5. Pemilihan Pompa Bilga .....	74
4.19. Perhitungan <i>Main Fire Pump</i> .....	75
4.19.1. Perhitungan Diameter Pipa Utama .....	77
4.19.2. Perhitungan <i>Head</i> Pompa <i>Fire Fighting</i> .....	78
4.19.3. Pemilihan Pompa.....	81
4.20. Perhitungan <i>Emergency Fire Pump</i> .....	82
4.20.1. Kapasitas <i>Emergency Fire Pump</i> .....	82
4.20.2. Diameter Pipa <i>Emergency Fire Pump</i> .....	82
4.20.3. Perhitungan <i>Head Emergency Fire Pump</i> .....	83

4.20.4. Pemilihan <i>Emergency Fire Pump</i> .....	86
4.21. Perhitungan <i>Dry Powder</i> .....	87
4.22. Perhitungan CO <sub>2</sub> .....	88
4.23. Perhitungan Berat Struktural .....	89
1.24. Perhitungan Generator Tahap 1 .....	90
4.22. Perhitungan <i>Fuel Oil System</i> MAN BW L23/30 DF .....	92
4.22.1. <i>MDO Supply Pump</i> .....	92
4.22.2. <i>Purifier Unit</i> .....	92
4.22.3. <i>MDO Transfer Pump</i> .....	93
4.23. Perhitungan <i>Lube Oil System</i> .....	98
4.23.1. Perhitungan <i>Lubricating Oil Separator</i> .....	98
4.23.2. Perhitungan <i>Lubricating Oil Separator Pre-Heater</i> .....	99
4.23.3. Perhitungan Diameter Pipa <i>Lubricating Oil Separator Feed Pump</i> ...100	
4.23.4. Perhitugan <i>Lubricating Oil Separator Feed Pump</i> .....	100
4.24. Perhitungan <i>Engine Cooling Water System</i> .....	104
4.24.1. Perhitungan <i>Sea Water Pump</i> .....	105
4.24.2. Perhitungan <i>Pre-Heater</i> .....	110
4.24.3. Perhitungan <i>Drain Tank</i> .....	111
4.25. Perhitungan Compressed Air System .....	111
4.25.1. Penentuan <i>Air Receiver</i> .....	111
4.25.2. Penentuan Kompresor .....	112
4.26. Perhitungan Oily Water Separator.....	113
4.26.1. Perhitungan <i>Sludge Tank</i> .....	113
4.26.2. Perhitungan <i>Bilge Holding Tank</i> .....	114
4.26.3. Perhitungan Pompa.....	114
4.26.4. Pemilihan Spesifikasi <i>Oily Water Sparator</i> .....	119
4.27. Perhitungan Kebutuhan Air Tawar.....	119
4.28. Perhitungan <i>Sea Chest</i> .....	121
4.28.1. <i>Sea Chest Box</i> .....	121
4.28.2. <i>Seachest Pipe</i> .....	121

4.29. Perhitungan Generator Tahap 2 .....	122
4.30. Perhitungan Stabilitas .....	124
4.30.1. Keadaan Muatan Kosong .....	124
4.30.2. Keadaan Muatan Penuh .....	127
4.30.3. <i>Stability Booklet</i> .....	129
4.31. Desain 3 Dimensi FSRU Jayapura .....	131
BAB 5 KESIMPULAN dan SARAN .....	133
5.1. Kesimpulan .....	133
5.2. Saran .....	134
DAFTAR PUSTAKA .....	135
LAMPIRAN .....	137
BIOGRAFI PENULIS .....	173

## DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1. Rantai Pasok LNG .....	6
Gambar 2.2. Mini FSRU .....	7
Gambar 2.3. Skema <i>Un-Loading</i> LNG dari kapal LNG menuju Terminal Penerima. .....	10
Gambar 2.4. Skema <i>Loading</i> LNG dari Terminal Muat LNG menuju Kapal. ....	11
Gambar 2.5. Skema <i>Open Rack Vaporizer</i> .....	12
Gambar 2.6. Skema <i>Submerged Combustion Vaporizers</i> .....	13
Gambar 2.7. <i>Ambient Air Vaporizer</i> .....	14
Gambar 2.8. <i>Steam Heating Vaporizer</i> .....	14
Gambar 2.9. Ilustrasi Segitiga Api .....	20
Gambar 2.10. Derajat Kebebasan Kapal .....	29
Gambar 2.11. Stabilitas Bangunan Apung .....	30
Gambar 2.12. 3 Jenis Stabilitas. ....	31
Gambar 3.1. <i>Flowchart</i> Pengerjaan.....	33
Gambar 4.1. Persebaran Pembangkit Listrik di Wilayah Jayapura. ....	37
Gambar 4.2. Rekomendasi Peletakan FSRU .....	38
Gambar 4.3. Jarak Pembangkit Listrik Menuju <i>Trestle</i> .....	38
Gambar 4.4. Kapasitas LNG dalam sebuah Tangki Tipe C. ....	40
Gambar 4.5. Dimensi Tangki LNG Tipe C yang Digunakan Pada FSRU .....	41
Gambar 4.6. Damen Stan-Pontoon B32 SPo9832.....	42
Gambar 4.7. Konfigurasi Peletakan <i>Bulkhead</i> terhadap Tangki LNG. ....	44
Gambar 4.8. PFD <i>Loading</i> dan <i>Regasifikasi</i> LNG pada FSRU Jayapura .....	46
Gambar 4.9. High Pressure LNG Pump .....	46
Gambar 4.10. Susunan Peletakan Fasilitas Regasifikasi pada FSRU Jayapura .....	47
Gambar 4.11. Moody Diagram.....	60
Gambar 4.12. <i>List Equipment Numeral</i> .....	62
Gambar 4.13. Mooring Winch.....	63
Gambar 4.14. Pompa <i>Ballast</i> .....	69
Gambar 4.15. Pompa Bilga .....	75

Gambar 4.16. Pipa <i>Water Spray</i> pada <i>Storage Tank Domes</i> di FSRU Jayapura.....	75
Gambar 4.17. Pipa <i>Water Spray</i> pada <i>Discharge</i> dan <i>Loading Manifold</i> . ....	76
Gambar 4.18. Pipa <i>Water Spray</i> pada <i>Cargo Machinery Room</i> di FSRU Jayapura.	76
Gambar 4.19. Pipa <i>Water Spray</i> pada <i>Regasification Area</i> di FSRU Jayapura.....	77
Gambar 4.20. Pompa <i>Fire Fighting</i> .....	82
Gambar 4.21. Pompa <i>Emergency Fire Fighting</i> .....	87
Gambar 4.22. Peletakan <i>Hand Hoses</i> dan <i>Monitor</i> . ....	87
Gambar 4.23. <i>Dry Powder Skid</i> .....	88
Gambar 4.24. Tabung CO <sub>2</sub> pada Kapal .....	89
Gambar 4.25. <i>MDF Transfer Pump</i> .....	97
Gambar 4.26. <i>MDF Transfer Pump</i> .....	104
Gambar 4.27. Pompa <i>Sea Water Cooling</i> .....	110
Gambar 4.28. Contoh Air Minum Kemasan <i>Gallon</i> .....	120
Gambar 4.29. <i>Loadcase</i> FSRU dalam Kondisi Muatan Kosong. ....	125
Gambar 4.30. <i>Loadcase</i> FSRU dalam Kondisi Muatan Penuh .....	127
Gambar 4.31. <i>Grafik Righting Arm</i> pada saat Muatan Kosong .....	130
Gambar 4.32. <i>Grafik Righting Arm</i> pada saat Muatan Penuh .....	130
Gambar 4.33. Gambar 3 Dimensi FSRU Jayapura Bersama dengan Kapal LNG..	131
Gambar 4.34. Pipa Loading LNG dan <i>Vapour Return</i> .....	131
Gambar. 4.35. Pipa <i>Sendout</i> menuju Pembangkit Listrik.....	132

## DAFTAR TABEL

Tabel 1.1. Penjualan Tenaga Listrik (TWh).....	1
Tabel 2.1. Terminal FSRU yang telah Dioperasikan.....	8
Tabel 2.2. Konstruksi FSRU .....	9
Tabel 2.3. Perbandingan Energi <i>Regasification Plant</i> .....	13
Tabel 2.4. Data LNG Berdasarkan Kilang LNG .....	15
Tabel 2.5. Komponen utama sistem <i>ballast</i> .....	16
Tabel 2.6. Komponen sistem bilga .....	18
Tabel 2.7. Komponen Sistem Pemadam Kebakaran Air Laut.....	20
Tabel 2.8. Komponen <i>Dry Powder Sytem</i> .....	22
Tabel 2.9. Komponen <i>Transfer and Purifier Fuel Oil System</i> .....	24
Tabel 2.10. Komponen <i>Lube Oil System</i> .....	25
Tabel 2.11. Komponen <i>Engine Cooling System</i> .....	26
Tabel 2.12. Komponen <i>Compressed Air System</i> .....	27
Tabel 3.1. Keluaran Perancangan Desain .....	35
Tabel 4.1. Pertimbangan dalam Menentukan Ukuran Tangki Tipe C.....	39
Tabel 4.2. Jumlah Sekat Melintang .....	43
Tabel 4.3. Ketebalan Minimum untuk Pipa Stainless Steel .....	45
Tabel 4.4. <i>Fitting</i> pada <i>Suction Line Ballast System</i> .....	60
Tabel 4.5. Tangki <i>Ballast</i> pada FSRU.....	64
Tabel 4.6. <i>Fitting</i> pada <i>Suction Line Ballast System</i> .....	66
Tabel 4.7. <i>Fitting</i> pada <i>Discharge Line Ballast System</i> .....	68
Tabel 4.8. <i>Fitting</i> pada <i>Suction Line Sistem Bilga</i> .....	72
Tabel 4.9. <i>Fitting</i> pada <i>Discharge Line Sistem Bilga</i> .....	74
Tabel 4.10. <i>Fitting</i> pada <i>Suction Line Fire Fighting System</i> .....	79
Tabel 4.11. <i>Fitting</i> pada <i>Discharge Line Fire Fighting System</i> .....	81
Tabel 4.12. <i>Fitting</i> pada <i>Suction Line Emergency Fire Fighting</i> .....	84
Tabel 4.13. <i>Fitting</i> pada <i>Discharge Line Emergency Fire Fighting</i> .....	86
Tabel 4.14. <i>List</i> Daya Perhitungan Generator Tahap 1 .....	90
Tabel 4.15. <i>Fitting</i> pada <i>Suction Line Fuel Oil System</i> .....	95



Tabel 4.16 Fitting pada <i>Discharge Line Fuel Oil System</i> .....	96
Tabel 4.17. <i>Fitting</i> pada <i>Suction Line Lubricating Oil System</i> .....	102
Tabel 4.18. <i>Fitting</i> pada <i>Discharge Line Lubricating Oil System</i> .....	103
Tabel 4.19. <i>Fitting</i> pada <i>Suction Line Engine Cooling Water System</i> .....	108
Tabel 4.20. <i>Fitting</i> pada <i>Discharge Line Engine Cooling Water System</i> .....	109
Tabel 4.21. Kapasitas <i>Sludge Tank</i> .....	114
Tabel 4.22. <i>Fitting</i> pada <i>Suction Line Oily Water Separator System</i> .....	116
Tabel 4.23. <i>Fitting</i> pada <i>Discharge Line Oily Water Separator System</i> .....	118
Tabel 4.24. Penggunaan Air Tawar .....	119
Tabel 4.25. Perhitungan Generator Tahap 2.....	122
Tabel 4.26. Data mengenai Kondisi FSRU pada Muatan Kosong .....	125
Tabel 4.27. Data mengenai Kondisi FSRU pada Muatan Penuh.....	128
Tabel 4.28. <i>Stability Booklet</i> .....	129

*“Halaman ini sengaja dikosongkan”*

## BAB 1 PENDAHULUAN

### 1.1. Latar Belakang

Kebutuhan akan energi listrik di Indonesia semakin meningkat tiap tahunnya. PT. PLN melalui RUPTL (Rencanaa Usaha Penyediaan Tenaga Listrik) mencatat bahwa peningkatan kebutuhan ini mencapai 8,1 % tiap tahunnya dan dapat dilihat pada tabel 1.1 dibawah ini :

Tabel 1.1. Penjualan Tenaga Listrik (TWh)

Wilayah	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Rata-Rata 2010-2014
<b>Indonesia</b>	<b>133.1</b>	<b>145.7</b>	<b>156.3</b>	<b>172.2</b>	<b>185.5</b>	<b>196.4</b>	<b>200.4</b>	8.1
<i>Pertumbuhan (%)</i>	4.3	9.4	7.3	10.2	7.8	5.9	2.0	
<b>Jawa-Bali</b>	<b>104.1</b>	<b>113.4</b>	<b>120.8</b>	<b>132.1</b>	<b>142.1</b>	<b>149.4</b>	<b>150.5</b>	7.5
<i>Pertumbuhan (%)</i>	3.3	8.9	6.5	9.3	7.6	5.1	0.8	
<b>Sumatera</b>	<b>17.6</b>	<b>19.7</b>	<b>21.5</b>	<b>24.2</b>	<b>25.7</b>	<b>27.6</b>	<b>29.3</b>	9.4
<i>Pertumbuhan (%)</i>	7.2	11.6	9.3	12.6	6.3	7.3	6.2	
<b>Kalimantan</b>	<b>4.7</b>	<b>5.1</b>	<b>5.7</b>	<b>6.4</b>	<b>7.0</b>	<b>7.7</b>	<b>8.3</b>	10.7
<i>Pertumbuhan (%)</i>	8.8	10.3	10.1	12.9	9.6	10.8	6.6	
<b>Sulawesi</b>	<b>4.6</b>	<b>5.1</b>	<b>5.6</b>	<b>6.4</b>	<b>7.3</b>	<b>7.7</b>	<b>8.1</b>	11.0
<i>Pertumbuhan (%)</i>	9.7	10.7	11.0	13.7	13.3	6.3	5.1	
<b>Maluku, Papua, &amp; Nusa Tenggara</b>	<b>2.2</b>	<b>2.4</b>	<b>2.7</b>	<b>3.1</b>	<b>3.5</b>	<b>3.9</b>	<b>4.2</b>	12.9
<i>Pertumbuhan (%)</i>	9.7	10.7	13.0	16.1	13.5	11.1	7.4	

Sumber : RUPTL PLN tahun 2016-2025.

Pada tabel diatas terlihat bahwa kebutuhan energi listrik pada daerah Maluku, Papua dan Nusa Tenggara ialah yang paling tinggi. Maka dari itu Pemerintah Republik Indonesia melalui PT. PLN merencanakan pengadaan tenaga listrik sebesar 35.000 MW.

Pada wilayah Papua direncanakan beberapa pembangunan pembangkit listrik yang beberapa diantaranya terletak di wilayah Jayapura. Pembangkit listrik di wilayah Jayapura terdiri dari 3 (tiga) pembangkit dengan kapasitas masing-masing yaitu 50 MW, 50 MW dan 40 MW. PT. PLN menyatakan bahwa pembangkit listrik di wilayah Jayapura akan disuplai dengan menggunakan kapal LNG berukuran 30.000 m<sup>3</sup> dengan *roundtrip* selama 15 hari.

Untuk memenuhi kebutuhan bahan bakar di ketiga pembangkit wilayah Jayapura, maka dibutuhkan suatu fasilitas yang dapat menerima, menyimpan dan me-regasifikasi LNG. Pada wilayah Jayapura direncanakan memiliki terminal penerimaan LNG berupa mini FSRU (*Floating Storage and Regasification Unit*). Fasilitas seperti ini dinilai cocok ditempatkan pada wilayah Jayapura mengingat kontur dasar laut Jayapura yang landau, tidak tersedianya lahan di darat dan meminimalkan penggunaan pipa *cryogenic* apabila hanya menggunakan fasilitas

*jetty* serta *trestle* yang menjorok ke laut. Dalam menentukan rancangan FSRU yang tepat, dibutuhkan berbagai pertimbangan, baik secara teknis maupun ekonomis mulai dari ukuran utama hingga kelayakan di bidang finansial.

Sejauh ini belum dilakukan studi mengenai desain FSRU yang tepat sebagai fasilitas penerima gas untuk wilayah Jayapura. Maka dari itu pada tugas akhir ini yang berjudul “Desain Konseptual Mini FSRU sebagai Terminal Penerimaan LNG untuk PLTMG di Wilayah Jayapura” akan disajikan desain FSRU dengan berbagai pertimbangan teknis.

## 1.2. Rumusan Masalah

1. Bagaimana desain FSRU yang tepat untuk dapat mensuplai gas menuju pembangkit di wilayah Jayapura?
2. Bagaimana sistem regasifikasi serta *loading* LNG pada FSRU?
3. Berapa ukuran pipa yang tepat untuk mensuplai gas menuju pembangkit?
4. Bagaimana stabilitas dari FSRU yang didesain?

## 1.3. Batasan Masalah

Dalam tugas akhir ini, adapun batasan masalah yang diambil agar analisa ini dapat terfokus pengerjaannya dan tidak keluar dari pembahasan adalah :

1. Pembangkit yang disuplai oleh FSRU ialah 3 (tiga) PLTMG yang terletak di wilayah Jayapura dengan kapasitas masing – masing 50 MW, 50 MW dan 40 MW .
2. Ukuran kapal pengangkut LNG yang digunakan pada tugas akhir ini ialah memiliki kapasitas 30.000 m<sup>3</sup> dengan *roundtrip* selama 15 hari.
3. Proses perencanaan konseptual desain FSRU pada tugas akhir ini hanya sebatas *lines plan*, *general arrangement*, *loading system*, *regasification system*, penentuan diameter pipa gas menuju pembangkit dan analisa stabilitas.

## 1.4. Tujuan

Penulisan dari tugas akhir ini ialah bertujuan untuk:

1. Menentukan ukuran utama dari FSRU, merancang *lines plan* dan *general arrangement*.
2. Merancang sistem regasifikasi serta *loading* LNG pada FSRU.
3. Menghitung diameter pipa gas menuju pembangkit.
4. Menilai stabilitas dari FSRU yang dirancang.

## 1.5. Luaran

Adapun keluaran dari tugas akhir ini ialah sebagai berikut:

1. *Lines plan*.
2. *General arrangement*.
3. PFD dan P & ID sistem *loading* LNG.

4. PFD dan P & ID sistem regasifikasi LNG.
5. Ukuran pipa gas menuju pembangkit.
6. *Stability booklet*.

## **1.6. Manfaat**

Adapun manfaat dari penulisan tugas akhir ini ialah sebagai berikut:

1. Memberikan rekomendasi mengenai desain konseptual FSRU yang digunakan sebagai terminal penerimaan LNG untuk PLTMG Jayapura.
2. Turut serta membantu Pemerintah Republik Indonesia dalam pengadaan listrik untuk wilayah Papua.

*“Halaman ini sengaja dikosongkan”*

## BAB 2 LANDASAN TEORI

### 2.1. LNG (*Liquefied Natural Gas*)

LNG (*Liquefied Natural Gas*) merupakan gas alam (dengan komposisi dominan metana) yang didinginkan hingga berubah fase menjadi cair pada suhu  $-163^{\circ}\text{C}$ . Sebelum didinginkan, gas alam yang didapat dari perut bumi terlebih dahulu mengalami beberapa proses seperti *desulfurization*, *dehydration* dan pembersihan karbon dioksida. Proses perubahan fase dari gas menuju cair ini bertujuan untuk dapat mempermudah dan menurunkan biaya transportasi LNG. Pada umumnya *expansion ratio* dari LNG menjadi gas ialah  $\pm 600$ , ini berarti tiap  $1 \text{ m}^3$  LNG setara dengan  $600 \text{ m}^3$  gas (Soegiono & Artana, 2006).

LNG adalah energi bersih (1 KWH energi gas mengandung 446 gram  $\text{CO}_2$ ) juga karena kandungan nitrogen oksida yang kurang (20-37%) serta karbon dioksida (57%) dibandingkan dengan batubara. LNG sangat mudah berubah menjadi gas, sehingga teknologi penyimpanan LNG untuk dapat menjaga suhu LNG dan mengurangi BOG (*boil off gas*) rate ialah menjadi sangat penting untuk dikembangkan. Uap dari LNG memiliki berat jenis yang sangat ringan, sehingga apabila bersentuhan dengan udara luar maka uap LNG tersebut tidak akan berkumpul di bawah, disamping itu suhu nyala dari LNG lebih tinggi dari bensin, hal ini menyebabkan LNG menjadi bahan bakar yang relatif aman (Soegiono & Artana, 2006).

### 2.2. Rantai Pasok LNG (*LNG Supply Chain*)

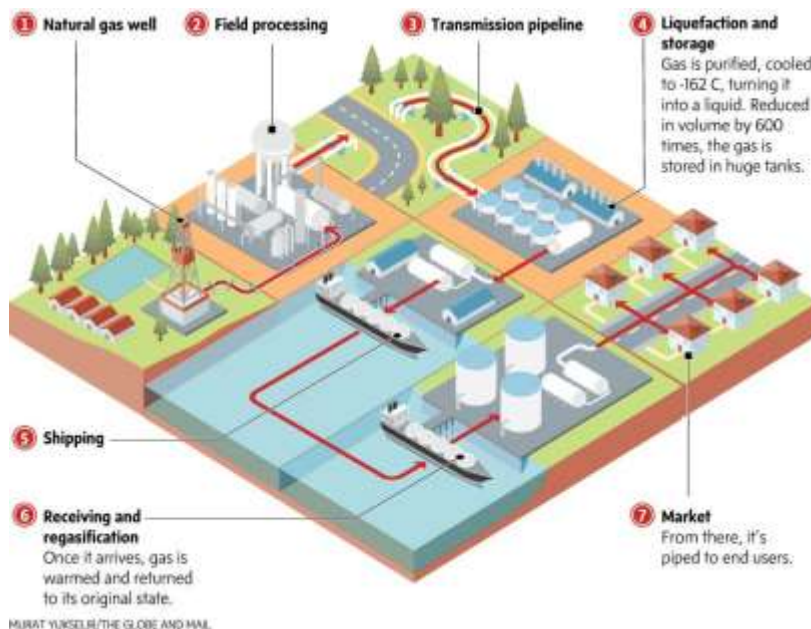
(Sugiono dan Artana 2006) menyatakan bahwa rantai pasok LNG (*supply chain*) perdagangan LNG secara garis besar dapat dijabarkan sebagai berikut:

1. Sumur produksi gas alam.
2. Jaringan pipa.
3. Kilang pencair gas alam.
4. Tangki penyimpanan.
5. Terminal muat.
6. Kapal-kapal pengangkut LNG.
7. Terminal penerima.
8. Tangki penyimpanan.
9. Kilang regasifikasi.
10. Pembangkit daya atau distribusi kepada para pemakai.

Pada awalnya gas alam yang didapat dari perut bumi masih mengandung beberapa senyawa seperti air, karbon dioksida, belerang atau bahkan terkadang senyawa air raksa yang dapat merusak logam, maka dari itu senyawa tersebut perlu mengalami beberapa *treatment* yang berguna untuk memisahkan senyawa tersebut dari gas alam yang akan dirubah menjadi LNG. Apabila senyawa

tersebut tidak di-*treatment* maka akan membeku jauh sebelum  $-163^{\circ}\text{C}$  pada fasilitas pendingin, sehingga akan menyumbat saluran perpipaan pada *heat exchanger*.

Setelah diubah menjadi LNG maka disimpan di tangki penyimpanan LNG. Dari tangki penyimpanan tersebut kemudian dipindahkan menuju kapal LNG untuk dikirim menuju terminal penerimaan LNG. Pada umumnya terminal penerima LNG dilengkapi dengan fasilitas regasifikasi LNG yang dapat mengubah LNG kembali menjadi gas yang akan dikirim pada *end-user*. Adapun ilustrasi rantai pasok LNG dapat dilihat pada gambar 2.1.



Gambar 2.1. Rantai Pasok LNG

Sumber: <https://www.theglobeandmail.com/>

Pada gambar 2.1 diatas diasumsikan bahwa pengangkutan gas alam dari terminal muat LNG menuju terminal penerima LNG ialah dengan menggunakan kapal LNG.

### 2.3. Terminal Penerimaan LNG

Terminal penerimaan LNG ialah fasilitas pada rantai pasok LNG yang berfungsi sebagai menyimpan LNG yang diterima dari kapal LNG, namun seperti yang telah dijelaskan pada pembahasan sebelumnya bahwa pada umumnya terminal penerimaan LNG juga memiliki fasilitas regasifikasi LNG, fasilitas seperti ini dapat digolongkan sebagai *discharge terminal*. Adapun fasilitas yang ada dalam terminal penerimaan LNG menurut (Maria, 2014) ialah sesuai dengan pembahasan di halaman selanjutnya:



### 1. Sistem Labuh (*Berthing System*)

Sistem ini merupakan fasilitas yang berfungsi sebagai tempat kapal LNG bersandar dan melakukan transfer LNG menuju terminal penerimaan LNG. Fasilitas ini pada umumnya terdiri dari *jetty*, *trestle*, *bollard*, *fender* dan *pipe tower*.

### 2. Sistem Bongkar Muat LNG (*LNG Unloading System*)

Sistem ini berfungsi untuk memindahkan LNG dari kapal menuju terminal penerima. Pada umumnya sistem ini menggunakan *loading arm* atau *flexible hoses*.

### 3. Sistem Penyimpanan LNG (*LNG Storage System*)

Sistem ini berfungsi sebagai fasilitas yang dapat menyimpan LNG dan menjaga LNG dari perubahan fase akibat panas dari lingkungan. Pada tangki penyimpanan LNG ini terdiri dari beberapa tipe, yang pada umumnya pada terminal penerimaan LNG yang besar menggunakan *flat bottom* yang dilengkapi dengan *submersible pump*.

### 4. Sistem Regasifikasi (*Regasification System*)

Sistem ini berfungsi untuk merubah LNG menjadi gas dan disalurkan menuju *end-user*. Pada sistem ini terdiri dari *vaporizer* dengan media penukar panas yang bermacam-macam. Sebelum dialirkan menuju *end-user* gas alam dialirkan terlebih dahulu melewati *export gas metering unit* untuk diukur kapasitas gas yang dikirim.

Terminal penerimaan LNG untuk PLTMG Jayapura pada tugas akhir ini digunakan FSRU (*Floating Storage and Regasification Unit*) yang merupakan terminal LNG terapung yang di dalamnya dilengkapi dengan fasilitas untuk menampung LNG dan fasilitas untuk mengubah LNG menjadi gas (regasifikasi) seperti pada gambar 2.2.



Gambar 2.2. Mini FSRU

Sumber: Wartsila, floating-storage-and-regasification-barges-2017.

Pada gambar diatas terlihat bahwa fasilitas tersebut hanya berisi tangki muat LNG, fasilitas regasifikasi dan fasilitas penunjang regasifikasi.

Seperti yang telah dijelaskan diatas, FSRU pada dasarnya ialah bangunan apung yang bertujuan untuk menyimpan dan mengubah LNG menjadi *natural gas* untuk dikirim ke *end user*. Bisnis yang melibatkan FSRU pertama kali dimulai pada tahun 2001 ketika perusahaan *EL Paso* menandatangani kontrak dengan perusahaan *Excelerate Energy* untuk membangun FSRU pertama yang akan dioperasikan untuk *Gulf Gateway Project*. Hingga tahun 2017 terdapat 26 FSRU yang dimana 23 diantaranya dioperasikan sebagai terminal dan 3 lainnya dioperasikan sebagai LNG *tanker*. Adapun data 23 FSRU yang telah beroperasi dapat dilihat pada tabel 2.1 dibawah ini :

Tabel 2.1. Terminal FSRU yang telah Dioperasikan

Terminal	Lokasi	Nama	Kapasitas (m <sup>3</sup> )	mmscfd
Bahia Blanca	Argentina	Exceisior	138.000	500
Pecem	Brazil	Golar Spirit	129.000	240
Guanabara Bay	Brazil	Experience	173.400	700
Buenos Aires	Argentina	Exemplar	149.700	500
Jakarta Bay	Indonesia	Nusantara Regas 1	125.000	485
Heidera	Israel	Excellence	138.000	500
Tianjin	China	Neo Energy	149.700	500
Bahia, Salvador	Brazil	Golar Winter	138.000	500
Mina Al Ahmadi Port	Kuwait	Golar Igloo	170.000	500
Klaipeda	Lithuania	Independence	170.000	384
Lampung, Sumatera	Indonesia	PGN Lampung	170.000	360
Offshore Livorno	Italy	FSRU Toscana	137.500	530
Jebel Ali	Dubai	Explorer	151.000	500
Port Qasim 1	Pakistan	Exquisite	151.000	500
Ain Sokhna 1	Egypt	Gallant	170.000	500
Aqabar	Jordan	Golar Eskimo	160.000	500
Ain Sokhna 2	Egypt	BW Singapore	170.000	500
Ruwais	Abu Dhabi	Excelerate	138.000	500
Aliaga, Izmir	Turkey	FSRU Neptune	145.000	500
Cartagena	Colombia	Grace	170.000	500
Aguirre	Puerto Rico	Expedient	138.000	500
Puerta de Sayago	Uruguay	GNL Del Piata	263.000	500
Tema	Ghana	Golar Tundra	170.000	350

Sumber : *The Outlook for Floating Storage and Regasification Unit (FSRUs)*

Dari tabel 2.2, diketahui bahwa FSRU yang beroperasi sampai saat ini memiliki ukuran yang besar, namun IGU () memperkirakan bahwa akan ada sekitar 50 FSRU yang dioperasikan pada tahun 2025 dengan kapasitas *import* mendekati 200 mtpa yang dimana ini setara dengan 60% produksi LNG di seluruh dunia pada tahun 2016.

Sekitar tahun 2017-2020 terdapat 10 FSRU baru yang di bangun. Adapun FSRU yang baru dibangun tersebut dapat dilihat pada tabel 2.2 :

Tabel 2.2. Konstruksi FSRU

<i>Shipyard</i>	<i>Owner</i>	<i>Nama</i>	<i>Assigned</i>	Kapasitas (m <sup>3</sup> )	mmscfd	Mtpa
Hyundai	Gazprom	Marshal	Kaliningrad FSRU	174.100	600	5,0
Hyundai	Hoegh LNG	FSRU#7	Tema	170.000	750	6,2
Samsung	Golar LNG	FSRU#8 Nanook	Brazil/Chile	170.000	440	3,7
Wison	EXMAR	FSRU Barge#1	TBA	26.230	600	5,0
Hyundai	Hoegh LNG	FSRU#8	TBA	170.000	750	6,2
Hyundai	Hoegh LNG	FSRU#9	Port Qasim	170.000	750	6,2
DSME	BW Offshore	FSRU#3	TBA	173.000	-	6,2
Samsung	Hoegh LNG	FSRU# 10	TBA	170.000	750	6,2
Samsung	BW Offshore	Integrity	Port Qasim	173.000	750	6,2
DSME	Maran Gas MaritimeFS RU#1	TBA	173.000	-	-	2020

Sumber : *The Outlook for Floating Storage and Regasification Unit (FSRUs)*

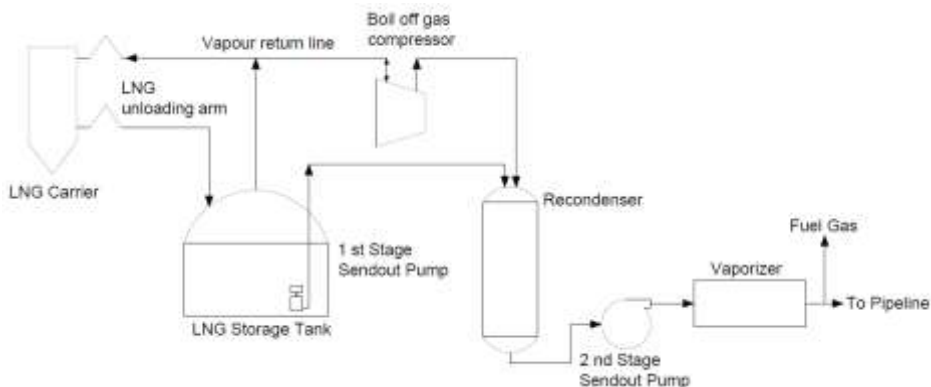
Pada tabel 2.2 dapat diketahui bahwa Hyundai *Shipyard* yang berlokasi di Korea Selatan menerima pesanan FSRU paling banyak dan Hoegh LNG. Hoegh LNG ialah perusahaan dengan pembangunan FSRU yang paling banyak, dimana perusahaan ini berbasis di Norwegia dan merupakan perusahaan FSRU *owner and provider* dengan armada FSRU nomor 3 paling banyak di dunia.

Berikut dibawah ini merupakan beberapa fasilitas yang pada umumnya terdapat pada FSRU :

1. LNG *loading manifold* yang berfungsi sebagai fasilitas yang memungkinkan LNG dapat berpindah dari kapal LNG menuju FSRU.
2. LNG *Storage Tank* yang berfungsi sebagai tempat penyimpanan LNG pada FSRU.
3. *Generator* yang berfungsi sebagai pembangkit listrik pada FSRU, sehingga kebutuhan listrik pada FSRU dapat terpenuhi.
4. *Regasification skid* yang berfungsi untuk mengubah LNG menjadi gas yang akan dikirimkan menuju *end-user*.
5. *Inert gas plan* yang berfungsi untuk mengurangi kadar oksigen pada sistem perpipaan di FSRU.
6. Geladak akomodasi yang berfungsi sebagai tempat tinggal kru FSRU.
7. *Mooring System* yang berfungsi sebagai peralatan tambat FSRU pada *jetty*.

## 2.4. Pemuatan dan Pembongkar Muatan LNG pada Kapal LNG

LNG dipindahkan dari kapal LNG menuju terminal penerimaan LNG dengan menggunakan pompa yang terpasang pada kapal LNG. LNG dipompa melalui *flexible hoses* atau *loading arm*, apabila BOG rate pada tangki penyimpanan LNG di terminal penerima meningkat drastic maka BOG tersebut akan dikembalikan ke kapal LNG dengan menggunakan *manifold* lainnya, ini berguna untuk menjaga tekanan LNG dalam tangki LNG di terminal penerima dan juga menggantikan muatan LNG pada kapal LNG. Ketika dilakukan pembongkaran muatan, kapal juga memuat air laut sebagai *ballast* dan ini sudah harus selesai pada waktu pembongkaran muatan LNG selesai, (Sugiono dan Artana 2006). Adapun ilustrasi pembongkaran muatan LNG dari kapal LNG menuju terminal penerima LNG ialah sesuai dengan gambar dibawah.

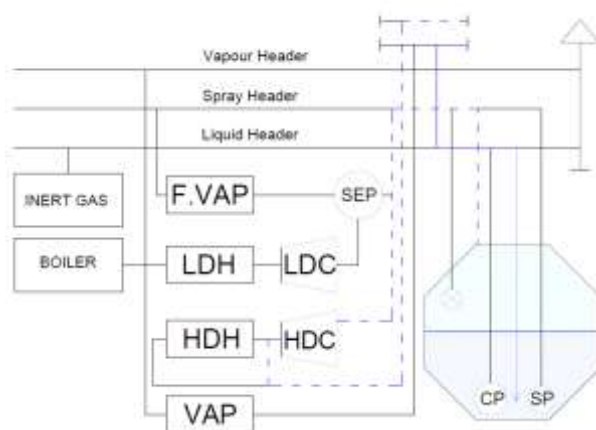


Gambar 2.3. Skema *Un-Loading* LNG dari kapal LNG menuju Terminal Penerima.

Sumber : <http://www.epd.gov.hk/>

Pada gambar 2.3 dapat dilihat bahwa BOG yang terbentuk pada tangki penyimpanan di darat dapat dialirkan menuju kapal ataupun menuju rekondenser.

Pada umumnya LNG dari kilang LNG diangkut ke kapal menggunakan peralatan yang sama seperti *discharge* LNG menuju terminal penerima. Hanya saja apabila tekanan BOG dalam tangki LNG di kapal meningkat drastis, maka BOG ini akan dialirkan menuju tangki penyimpanan LNG di kilang. Pada umumnya tangki penyimpanan di kilang LNG menggunakan *flat bottom*. Adapun skema umum pemindahan LNG menuju kapal ialah sesuai dengan gambar dibawah ini.



Gambar 2.4. Skema *Loading* LNG dari Terminal Muat LNG menuju Kapal.

Sumber : <http://www.liquefiedgascarrier.com/LNG-bulk-loading.JPG>

Pada gambar 2.4 diatas terlihat bahwa BOG dialirkan kembali menuju darat oleh compressor pada kapal LNG.

## 2.5. Proses Regasifikasi LNG

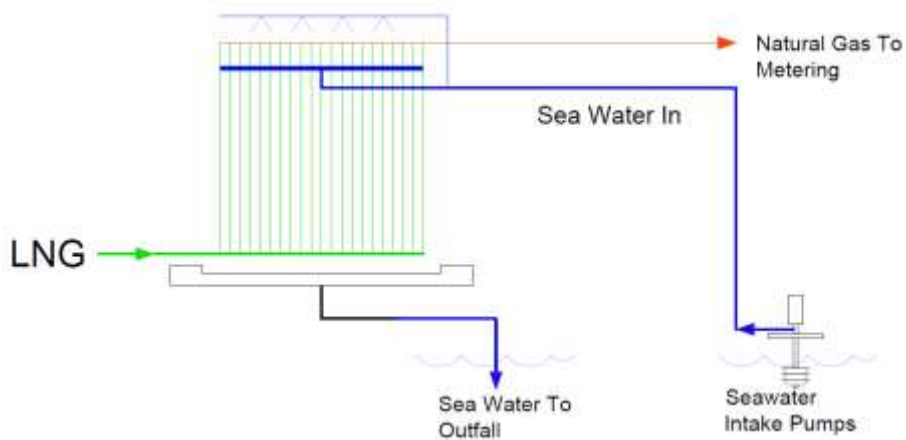
Seperti yang telah dibahas sebelumnya, regasifikasi LNG merupakan peroses merubah LNG dengan suhu  $-163^{\circ}\text{C}$  menjadi fase gas. Sehingga langsung dapat digunakan pada PLTMG sebagai bahan bakar dari turbin gas.

Proses regasifikasi LNG pada dasarnya hanya menaikkan suhu LNG hingga berubah menjadi gas pada suhu tertentu pada sebuah penukar panas. Tekanan gas tersebut memiliki variasi tekanan yang berbeda-beda sesuai dengan kebutuhan pada pembangkit listrik seperti halnya pada mesin diesel hanya membutuhkan tekanan gas 5-10 bar pada GVV, sedangkan untuk turbin gas membutuhkan tekanan gas sekitar 395 PSIG atau setara dengan 27,23 bar. Variasi tekanan ini yang menyebabkan adanya perbedaan pada komponen regasifikasi. Untuk suplai pada turbin gas pada umumnya diberi *high pressure pump* sebelum *vaporizer* atau ditambah *high pressure compressor* setelah *vaporizer*, tentunya ini juga harus mempertimbangkan tekanan maksimal yang dapat diterima oleh *vaporizer*.

Untuk dapat merubah LNG menjadi gas, ada berbagai metode penukar kalor yang dapat digunakan dengan berbagai pertimbangan teknis. Adapun beberapa jenis fasilitas regasifikasi LNG ialah sebagai berikut :

### 1. *Open Rack Vaporizer (ORV)*

Pada fasilitas jenis ini menggunakan air laut sebagai penukar panas. Menurut data yang didapat menyatakan bahwa apabila menggunakan regasifikasi jenis ini maka penurunan suhu yang diperbolehkan untuk dikembalikan ke laut ialah maksimal 5°C. Adapun skema dari ORV ialah sebagai berikut :



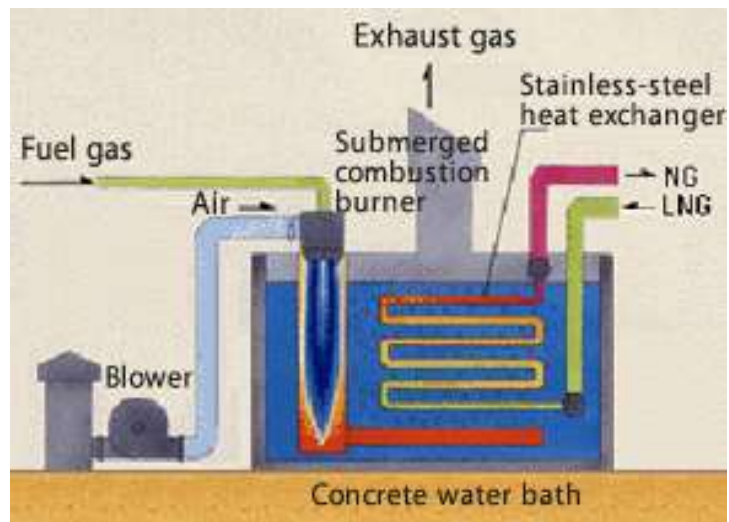
Gambar 2.5. Skema *Open Rack Vaporizer*.

Sumber : <http://www.pembangkitlistrik.com/wp-content/uploads/2017/05/LNG-5.png>

Pada gambar 2.5 diatas dapat dilihat bahwa air laut yang digunakan untuk menaikkan suhu LNG akan dibuang lagi ke laut. Apabila penurunan suhu air laut melebihi batas maka harus mendapatkan *treatment* terlebih dahulu.

### 2. *Submerged Combustion Vaporizers (SCV)*

Pada fasilitas regasifikasi jenis ini menggunakan pembakaran yang terjadi pada tabung tertutup yang tercelup di wadah air yang juga dilalui oleh pipa LNG yang akan diregasifikasi. LNG mengalir melalui pipa masuk menuju fasilitas regas dan keluar dengan pipa gas dari *water bath* sebagai hasil proses regasifikasi LNG. Adapun skema dari SCV ialah seperti pada gambar nomor 2.6 pada halaman selanjutnya.



Gambar 2.6. Skema *Submerged Combustion Vaporizers*.

Sumber : <http://www.spp.co.jp/netsu/eng/img/production/img03.jpg>

Pada jurnal yang berjudul “*Cryogenic ORC To Enhance The Efficiency Of LNG Regasification Terminals*” menyatakan bahwa penggunaan SCV sebagai sarana regasifikasi membutuhkan energi lebih besar dibandingkan dengan ORV yang ditunjukkan pada tabel dibawah ini :

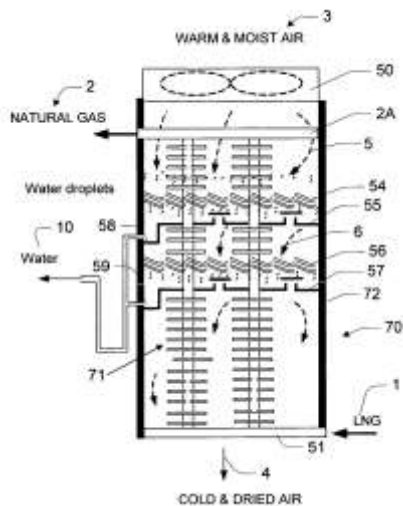
Tabel 2.3. Perbandingan Energi *Regasification Plant*.

<i>Seawater output</i>	6	9	12	21	30
<b><i>Output power, kW</i></b>					
<i>Single level R32</i>	2027	2123	2275	2596	2749
<i>Double level R41</i>	3250	3318	3372	3413	3413
<b><i>Plant Specific Fuel Consumption</i></b>					
<i>SCV</i>	18,23				
<i>ORV</i>	5,84	5,77	5,77	5,77	5,77
<i>Single level R32</i>	3,65	3,52	3,40	3,08	2,93
<i>Double level R41</i>	2,41	2,34	2,29	2,25	2,25

Sumber : *Cryogenic ORC To Enhance The Efficiency Of LNG Regasification Terminals*, tabel 4, 2017.

### 3. *Ambient Air Vaporizers (AAV)*

Pada *ambient air vaporizers (AAV)* menggunakan udara sebagai media penukar kalor. Bila dibandingkan dengan *vaporizer* lain, AAV membutuhkan lebih banyak unit lahan (Aldrin Dewabrata, 2014). Adapun ilustrasi AAV ialah seperti gambar 2.8.



Gambar 2.7. *Ambient Air Vaporizer*.

Sumber : <http://www.spp.co.jp/netsu/eng/img/production/img03.jpg>

Pada gambar 2.8 terlihat bahwa udara yang lebih panas akan mengalir pada bagian atas AAV sedangkan udara yang telah melewati AAV (menaikkan suhu LNG) akan bergerak di bagian bawah AAV.

#### 4. *Steam Heating Vaporizer*

*Steam heating vaporizer* merupakan unit regasifikasi LNG dengan memanfaatkan uap sebagai media penukar panasnya yang dibentuk oleh *steam generator*. Uap tersebut akan dialirkan langsung menuju *vaporizer*, seperti yang dilakukan pada FRU Benoa. Keuntungan menggunakan sistem ini ialah cenderung lebih *reliable* dibandingkan AAV dan ORV karena *freezing* dapat diminimalisasi dengan menaikkan suhu dan massa dari uap.



Gambar 2.8. *Steam Heating Vaporizer*

Sumber : [cryoquip.com](http://cryoquip.com)

Pada gambar 2.9 diperlihatkan bahwa *steam heating vaporizer* berbentuk *shell and tube* yang dilengkapi dengan *baffle*.



## 2.6. Satuan dan Konversi untuk LNG

Dalam melakukan perhitungan tentunya dibutuhkan pengertian mengenai satuan dari LNG. Adapun satuan yang berlaku pada LNG ialah sebagai berikut :

### 1. TCF (*Trillion Cubic Feet*)

TCF merupakan satuan yang dipakai untuk ukuran besar cadangan gas alam (*gas reserves*), baik cadangan terbukti maupun cadangan potensial.

### 2. Meter Kubik (*Cubic Meter*)

Meter kubik ( $\text{m}^3$ ) merupakan satuan yang dipakai untuk volume atau kapasitas tangki muat kapal LNG, ataupun untuk tangki penampung LNG (*LNG storage tank*) baik pada *loading terminal* ataupun *receiving terminal*. Namun kapasitas tangki penampung sering juga dinyatakan dalam kilo liter.

### 3. MMBTU (*Million British Thermal Unit*)

MMBTU merupakan satuan termal yang dipakai juga untuk ukuran besar penjualan dan pembelian LNG.

### 4. BCFD (*Billion Cubic Feet per Day*)

Satuan yang dipakai untuk *send out capacity* dari suatu *receiving terminal* yang dialirkan menuju pemakai.

### 5. TPY (*Ton per Year*)

Satuan yang dipakai untuk kapasitas jumlah produksi kilang LNG atau jumlah LNG yang biasa ditampung oleh terminal penerima setiap tahun. Disebut juga TPA (*Ton per Annum*).

Pada tabel dibawah ini merupakan data kualitas LNG dari kilang Tangguh, Papua.

Tabel 2.4. Data LNG Berdasarkan Kilang LNG

Lokasi Kilang	LNG Density ( $\text{kg/m}^3$ )	Gas Density ( $\text{kg/m}^3$ )	Expansion Ratio	Gas GCV ( $\text{MJ/m}^3$ )
Teluk Bintuni	431,22	0,74	581,47	41

Sumber : *Supply Chain Analysis And Upgrading Of Liquefied Natural Gas (Lng) To Meet Finish Gas Market Specifications*, Muhamad Kashif Riaz, 2014.

Pada tabel diatas maka merupakan data yang yang merupakan acuan dalam menghitung kebutuhan LNG pada pembangkit listrik.

## 2.7. Sistem *Ballast*

Sistem *ballast* merupakan sistem yang memungkinkan kapal dapat menjaga stabilitas apabila terjadi *trim* atau *rolling* terutama pada saat bongkar muat, dengan memasukkan air untuk menurunkan titik berat kapal. Adapun hal yang harus dapat dilakukan oleh *ballast system* ialah sebagai berikut :

### 1. *Ballasting*

Pengisian tangki *ballast* oleh air laut yang dipompa melalui *sea chest*.

### 2. *De-ballasting*

Pembuangan air laut pada tangki *ballast* menuju laut melalui *overboard*.

### 3. *Tank to tank*

Pemindahan air laut dari satu tangki *ballast* menuju tangki *ballast* lainnya.

Adapun komponen pada sistem *ballast* ialah sesuai dengan tabel 2.4 berikut :

Tabel 2.5. Komponen utama sistem *ballast*

Komponen	Fungsi	Keterangan
<i>Sea Chest</i>	Sebagai saluran masuk utama air laut pada kapal	<ul style="list-style-type: none"> <li>Pada <i>sea chest</i> terdapat <i>sea grating</i> yang berfungsi untuk mencegah sampah masuk ke dalam <i>sea chest</i> dan <i>blow out pipe</i> yang berfungsi untuk membersihkan <i>sea grating</i>.</li> </ul>
Pipa cabang	Sebagai saluran air laut dari tangki <i>ballast</i> menuju pipa utama atau sebaliknya.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Berikut merupakan rumus dalam menentukan diameter dari pipa cabang.</li> </ul> $D_{in} = \sqrt{\frac{4 V}{\pi t v}} \dots \dots (2.1)$ <p>Dimana :</p> <p><math>D_{in}</math>= Diameter internal pipa utama (m)</p> <p><math>V</math> = Volume tangki <i>ballast</i> (m<sup>3</sup>)</p> <p><math>v</math> = Kecepatan aliran (m/s)</p> <p><math>t</math> = Waktu (s)</p>
Pipa utama	Sebagai saluran air laut dari pompa menuju pipa cabang atau sebaliknya dan dari pipa cabang satu menuju pipa cabang	<ul style="list-style-type: none"> <li>Berikut merupakan rumus dalam menentukan diameter dari pipa utama.</li> </ul> $D_{in} = \sqrt{\frac{4 Q}{\pi v}} \dots \dots (2.2)$

Lanjutan tabel 2.5.

Komponen	Fungsi	Keterangan
	lainnya pada saat proses <i>tank to tank</i> .	Dimana : $D_{in}$ = Diameter internal pipa utama (m) $Q$ = Debit pompa <i>ballast</i> (m <sup>3</sup> /s) $v$ = Kecepatan aliran (m/s)
Katup	Peralatan yang berguna untuk memutuskan, menghubungkan, serta merubah arah sebagian yang lain dari system pipa dan juga untuk mengontrol aliran dan tekanan dari fluida.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Pada umumnya menggunakan <i>gate valve</i> dan <i>butterfly valve</i> karena yang dibutuhkan ialah terbuka penuh atau tertutup.</li> </ul>
<i>Fitting</i>	Peralatan tambahan yang berfungsi sebagai pendukung peralatan utama, contoh : <i>elbow</i> , <i>bellmouth</i> , strainer dan lain sebagainya.	<ul style="list-style-type: none"> <li><i>Fitting</i> yang dipasang bergantung pada kebutuhan desain sistem <i>ballast</i>.</li> </ul>
Pompa	Merupakan komponen yang digunakan untuk memindahkan air laut dari <i>seachest</i> ke tangki, dari tangki satu ke tangki lainnya atau dari tangki menuju <i>overboard</i> .	<ul style="list-style-type: none"> <li>Berikut merupakan rumus dalam menentukan debit dari pompa <i>ballast</i>.</li> </ul> $Q = \frac{\text{Volume tangki } ballast}{\text{Waktu pengosongan}} \quad (2.3)$
Tangki <i>Ballast</i>	Tangki <i>ballast</i> , merupakan tempat untuk air <i>ballast</i> yang terletak pada <i>double bottom</i> , <i>fore Peak</i> , <i>after Peak</i> dan <i>wing tank</i> .	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ukuran Tanki <i>Ballast</i> tergantung kebetuhan dari setiap kapal, biasanya 10-20 % volume <i>displacement</i>.</li> </ul>
<i>Ballast water treatment system</i>	<i>Ballast water treatment system</i> bertujuan untuk meminimalkan resiko masuknya spesies (bakteri/mikroorganisme) baru ke daerah perairan lain, terutama pada perairan internasional.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Menurut <i>IMO Section D-2</i> tentang <i>Ballast Water</i>, Kapal dengan system manajemen air balas tidak boleh mengeluarkan lebih dari 10 organisme hidup tiap meter kubik atau setara dengan ukuran lebih dari 50 mikrometer dan tidak boleh mengeluarkan lebih dari 10</li> </ul>

Lanjutan tabel 2.5.

Komponen	Fungsi	Keterangan
		organisme hidup tiap milliliter untuk ukuran kurang dari 50 mikrometer.

Pada tabel 2.5 diatas telah dijelaskan beberapa komponen dari sistem *ballast* yang digunakan acuan dalam melakukan desain pada FSRU Jayapura.

## 2.8. Sistem Bilga

Sistem bilga merupakan salah satu sistem yang digunakan untuk *drainage* apabila terjadi kebocoran akibat kandas (*grounding*) atau tabrakan. Berdasarkan aturan SOLAS *chapter* II-1, *regulation* 21 sistem bilga harus disediakan untuk menguras air dari daerah yang tertutup.

Adapun komponen pada sistem *ballast* ialah sesuai dengan tabel 2.6 berikut :

Tabel 2.6. Komponen sistem bilga

Komponen	Fungsi	Keterangan
<i>Bilge Suction</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Sebagai pintu masuk air laut dari kompartemen menuju pompa bilga.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Pada umumnya diletakkan di kompartemen bagian belakang agar pada saat <i>trim by stern</i> air dapat dihisap.</li> <li><i>Bilge suction</i> pada umumnya dipasang <i>bellmouth</i> untuk memperkecil tahanan fluida.</li> </ul>
Katup	<ul style="list-style-type: none"> <li>Peralatan yang berguna untuk memutuskan, menghubungkan, serta merubah arah kebagian yang lain dari system pipa dan juga untuk mengontrol aliran dan tekanan dari fluida.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Pada sistem bilga pipa hisap harus dilengkapi dengan katup yang dapat ditutup seperti <i>screw-down non return valve</i> yang berfungsi mencegah ada aliran balik menuju kompartemen.</li> </ul>
Pipa utama	<ul style="list-style-type: none"> <li>Sebagai pipa gabungan dari semua pipa cabang agar kapasitas terpenuhi.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Menurut DNV <i>part</i> 4, <i>section</i> 6, <i>chapter</i> 4, 8.4.1, 2015, diameter pipa utama untuk kapal <i>cargo</i> dan penumpang ialah sebagai berikut :   <math display="block">dH = 1,68 \sqrt{(B + H)L} + 25 \dots (2.4)</math> </li> </ul>

Lanjutan tabel 2.6.

Komponen	Fungsi	Keterangan
		Keterangan : $dH$ = Pipa utama (mm) $B$ = Lebar kapal (m) $H$ = Tinggi kapal (m) $L$ = Panjang kapal (m)
Pipa cabang	<ul style="list-style-type: none"> <li>Sebagai pipa tiap-tiap kompartemen.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Menurut DNV <i>part 4, section 6, chapter 4</i>, 8.4.3, 2015,  <math display="block">dz = 2,15 \sqrt{(B + H)l} + 25 \dots (2.5)</math>           Keterangan :  <math>dz</math> = Diameter pipa cabang (mm)  <math>B</math> = Lebar kapal (m)  <math>H</math> = Tinggi kapal (m)  <math>l</math> = Panjang kompartemen (m)         </li> <li>Untuk diameter pipa utama dan cabang memiliki ukuran minimal 50 mm.</li> </ul>
Pompa	<ul style="list-style-type: none"> <li>Merupakan komponen yang digunakan untuk memindahkan air dari kompartemen menuju <i>overboard</i>.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Menurut DNV <i>part 4, section 6, chapter 4</i>, 8.2.3, 2015 kapasitas pompa bilga ialah sebagai berikut :  <math display="block">Q = \frac{5,75 d^2}{10^3} \dots \dots (2.6)</math> <math>Q</math> = Kapasitas pompa (m<sup>3</sup>/h)  <math>dH</math> = Diameter pipa utama (m)         </li> </ul>

Pada tabel 2.6 diatas telah dijelaskan beberapa komponen dari sistem bilga yang digunakan acuan dalam melakukan desain pada FSRU Jayapura.

## 2.9. Sistem Pemadam Kebakaran

Alat pemadam kebakaran pada sebuah kapal memiliki peran yang sangat penting dalam keselamatan kapal yaitu:

- mencegah terjadinya kebakaran dan ledakan.
- mengurangi risiko kematian atau kecelakaan karena kebakaran.
- mencegah risiko kerusakan oleh kebakaran pada kapal, muatan, dan lingkungan.
- menyediakan media evakuasi untuk penumpang dan kru yang layak.

Secara umum, terjadinya kebakaran dapat disebabkan oleh tiga faktor utama yang sering kita kenal sebagai segitiga api seperti ilustrasi di bawah ini.



Gambar 2.9. Ilustrasi Segitiga Api

Pada gambar 2.9 diatas diketahui bahwa api akan menyala apabila ada ke tiga komponen yang terlihat pada gambar diatas. Apabila salah satu komponen pada gambar diatas dihilangkan maka api tidak akan bisa menyala.

2.9.1. Sistem Pemadam Kebakaran Air Laut

Pada sistem pemadam kebakaran tipe ini ialah memanfaatkan air laut sebagai media pemadam api dengan cara mengalirkan air laut menuju beberapa peralatan pemadam api seperti *sprinkle*, *hydrant*, *water spray nozzle* dan lain sebagainya. Adapun beberapa komponen pada sistem ini ialah sebagai berikut:

Tabel 2.7. Komponen Sistem Pemadam Kebakaran Air Laut

Komponen	Fungsi	Keterangan
<i>Sprinkle</i>	<ul style="list-style-type: none"><li>Sebagai <i>nozzle</i> yang mensuplai air laut menuju lokasi dimana <i>sprinkle</i> terpasang. Pada <i>sprinkle</i> terdapat sensor yang akan pecah apabila menerima suhu yang tinggi.</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>Menurut Resolution MSC 98 (73) <i>sprinkle</i> setidaknya mampu mensuplai air sebesar 5 l/m<sup>2</sup>/menit.</li></ul>
<i>Hydrant</i>	<ul style="list-style-type: none"><li>Berupa katup yang berfungsi sebagai pemadam api yang dilengkapi dengan <i>hoses</i> dan <i>nozzle</i> yang arah pancaran air nya</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>Menurut DNV GL – OS-D301, <i>section</i> 3 2017, Setidaknya ada 2 <i>hydrant</i> untuk dapat mensuplai 1 titik kebakaran dengan panjang <i>hoses</i> sebagai berikut :<ul style="list-style-type: none"><li>15 m di kamar mesin.</li><li>20 m di <i>open deck</i>.</li></ul></li></ul>

Lanjutan tabel 2.7.

Komponen	Fungsi	Keterangan
	ditentukan oleh pengguna (operator).	o 25 m di <i>open deck</i> apabila lebar kapal melebihi 30 m.
<i>Water Spray Nozzle</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sama halnya dengan <i>sprinkle</i>, hanya saja pada <i>water spray nozzle</i> tidak memiliki sensor suhu.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pada FSRU, <i>water spray nozzle</i> dipasang pada <i>boundary house</i>, <i>storage</i>, <i>processing and transfer area</i>.</li> <li>• Menurut DNV GL – OS-D301, <i>section 9</i> 2017, kapasitas <i>water spray nozzle</i> apabila beroperasi pada kondisi <i>vertical</i> ialah 4 l/menit/m<sup>2</sup> dan apabila untuk posisi <i>horizontal</i> ialah 10 l/menit/m<sup>2</sup>.</li> </ul>
Katup	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Peralatan yang berguna untuk memutuskan, menghubungkan, serta merubah arah sebagian yang lain dari sistem pipa dan juga untuk mengontrol aliran dan tekanan dari fluida.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pada umumnya menggunakan <i>butterfly valve</i>, <i>gate valve</i> dan <i>globe valve</i>.</li> </ul>
Pompa Pemadam Kebakaran	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Berfungsi untuk mengalirkan air laut menuju beberapa komponen pemadam kebakaran.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Menurut DNV GL – OS-D301, <i>section 9</i> 2017, Kapasitas pompa pemadam kebakaran harus dapat mengalirkan air kepada setidaknya 1 area dengan kebutuhan air terbesar.</li> </ul>

Pada tabel 2.7 diatas telah dijelaskan beberapa komponen dari sistem pemadam kebakaran dengan menggunakan air laut yang digunakan acuan dalam melakukan desain pada FSRU Jayapura.

### 2.9.2. Sistem Pemadam Kebakaran Powder

Pada FSRU Jayapura menggunakan *fix dry power system* pada *storage, processing and transfer area* karena *dry powder* ialah zat yang direkomendasikan SOLAS untuk dapat memadamkan api yang berasal dari gas, begitu juga pada beberapa badan klasifikasi lainnya seperti BKI (Biro Klasifikasi Indonesia). Adapun beberapa komponen sistem pemadam kebakaran dengan menggunakan *fix dry powder system* sesuai dengan tabel 2.8.

Tabel 2.8. Komponen Dry Powder Sytem

Komponen	Fungsi	Keterangan
<i>Dry powder storage tank</i>	• Sebagai tempat penyimpanan <i>dry powder</i> .	• Kapasitas dari <i>dry powder storage tank</i> menyesuaikan dengan total kebutuhan total <i>dry powder</i> dengan waktu pengeluaran minimal 45 detik sesuai dengan DNV GL – OS-D301, <i>section 3</i> 2017.
<i>Nitrogen supply tank</i>	• Berfungsi untuk menekan <i>dry powder</i> pada <i>dry powder storage tank</i> menuju <i>monitor</i> ataupun <i>hand hoses</i> .	• Pada umumnya kebutuhan <i>nitrogen supply tank</i> sudah ditentukan oleh <i>maker</i> .
<i>Dry powder monitor</i>	• Mensuplai <i>dry powder</i> pada <i>transfer</i> dan <i>loading area</i> .	• Menurut DNV GL – OS-D301, <i>section 3</i> 2017, kapasitas minimal <i>dry powder monitor</i> ialah 10 kg/s.
<i>Dry powder hand hoses</i>	• Mensuplai <i>dry powder</i> menuju area selain <i>transfer</i> dan <i>loading area</i> .	• Menurut DNV GL – OS-D301, <i>section 3</i> 2017, kapasitas minimal <i>dry powder hoses</i> ialah 3,5 kg/s dengan panjang maksimal 33 m.

Pada tabel 2.8 diatas telah dijelaskan beberapa komponen dari sistem *dry powder* yang digunakan acuan dalam melakukan desain pada FSRU Jayapura.



### 2.9.3. Sistem Pemadam Kebakaran CO<sub>2</sub>

Menurut DNVGL-RU-INV, *part 4, chapter 7, 3.2.11, 2015*, menyatakan bahwa sistem pemadam CO<sub>2</sub> harus memenuhi persyaratan dibawah ini :

1. Tangki penyimpanan CO<sub>2</sub> harus ditempatkan di ruang yang kedap gas dan hanya dapat dibuka dari luar. Apabila tangki penyimpanan CO<sub>2</sub> berada di bawah *main deck*, maka pintu bukaan harus diakses dari *main deck*.
2. *Level* pengisian tiap tangki tidak melebihi 0,75 kg/l. Volume dari depresiasi CO<sub>2</sub> ialah 0,56 kg/m<sup>3</sup>.
3. Konsentrasi CO<sub>2</sub> pada tempat yang diproteksi ialah tidak kurang dari 40% dari volume ruangan tersebut. 85% dari total CO<sub>2</sub> harus dapat dikeluarkan dalam waktu 120 detik.
4. Bukaan pada katup tangki dan *directional valve* harus dapat dilakukan dengan 2 operasi yang berbeda.

### 2.9.4. Emergency Fire Pump

*Emergency fire pump* hanya akan digunakan apabila terjadi kebakaran pada kamar mesin. Adapun beberapa peraturan mengenai *emergency fire pump* menurut SOLAS *Chapter II-2* ialah sebagai berikut :

1. Tidak ada akses secara langsung dari ruangan *emergency fire pump* menuju kamar mesin.
2. Memiliki debit sekurang-kurangnya 25 m<sup>3</sup>/h.

## 2.10. Fuel Oil System

*Fuel oil system* merupakan sistem yang berfungsi untuk menunjang motor diesel dan boiler yang terpasang pada FSRU. Pada dasarnya *fuel oil system* sangat menyesuaikan dengan jenis bahan bakar yang digunakan, namun dalam pembahasan ini digunakan bahan bakar MDO (*Marine Diesel Oil*). Sistem ini meliputi *transfer and purifier system* dan *feed system*. Adapun penjelasan dari masing-masing sistem diatas ialah sebagai berikut :

- *Transfer and Purifier System*

*Transfer and purifier system* merupakan sistem yang berfungsi untuk memindahkan bahan bakar dari *fuel oil storage tank* menuju *daily tank* sekaligus memisahkan *fuel oil* dengan *sludge*.

*Fuel oil storage tank* —————> *Pump and purifier unit* —————> *Daily tank*

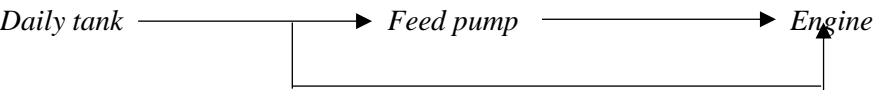
Skema diatas menjelaskan mengenai proses dari *transfer and purifier system*, adapun beberapa komponen pada sistem ini ialah sesuai dengan tabel 2.9.

Tabel 2.9. Komponen *Transfer and Purifier Fuel Oil System*

Komponen	Fungsi	Keterangan
<i>Fuel oil storage tank</i>	• Sebagai tangki penyimpanan bahan bakar sesuai dengan waktu yang ditentukan.	• Kapasitas sesuai dengan waktu yang ditentukan.
<i>Fuel oil daily tank</i>	• Sebagai tangki yang menampung bahan bakar siap pakai untuk dibakar di ruang bakar.	• Kapasitas tangki ialah mampu mensuplai bahan bakar selama 8 jam sesuai dengan petunjuk dari <i>project guide</i> dan memiliki jumlah 2 tangki.
<i>Fuel oil transfer pump</i>	• Memindahkan <i>fuel oil</i> dari <i>storage tank</i> menuju <i>daily tank</i> .	• Debit dari pompa ialah menyesuaikan dengan debit <i>purifier unit</i> .
<i>Purifier unit</i>	• Memisahkan <i>fuel oil</i> dengan <i>sludge</i> .	• Pada umumnya menggunakan tipe <i>centrifugal plate</i> .
Katup	• Peralatan yang berguna untuk memutuskan, menghubungkan, serta merubah arah sebagian yang lain dari sistem pipa.	• Pada umumnya menggunakan <i>butterfly valve</i> dengan <i>packing white metal</i> .

• *Feed System*

*Feed system* merupakan sistem yang berfungsi untuk mensuplai bahan bakar menuju mesin sesuai kebutuhan mesin.



Pada skema diatas dijelaskan bahwa komponen utama pada sistem ini ialah *feed pump* yang akan bekerja apabila sistem utama (pompa pada mesin bermasalah).

### 2.11. Lube Oil System

Pada motor diesel melibatkan berbagai komponen yang bergerak relative terhadap komponen lainnya. Dapat dikatakan pergerakan komponen-komponen ini tentunya menghasilkan gesekan yang menghasilkan panas, selain itu gesekan ini sebisa mungkin dikurangi karena dapat mengurangi efisiensi dari mesin diesel tersebut. Maka dari itu setiap motor diesel dilengkapi dengan sistem pelumasan yang bertujuan untuk mensirkulasikan minyak pelumas (*lube oil*) pada motor. Adapun fungsi dari sistem pelumasan ini ialah sebagai berikut:

- Menciptakan lapisan *film* pada kedua permukaan yang saling bergesekan.
- Sebagai media pendingin pada material yang bergesekan.
- Membentuk lapisan *film* antara *ring piston* dan *cylinder liner* sebagai penahan kompresi dari ruang bakar
- Membersihkan komponen di dalam motor, proses ini terjadi ketika pelumas mengalir melalui saluran yang tersedia dan partikel kotor akan ikut mengalir terbawa oleh pelumas tersebut.
- Mencegah timbulnya korosi, dengan memanfaatkan *base number*.

Adapun beberapa komponen pada *lube oil system* ialah sesuai dengan tabel 2.10 dibawah ini.

Tabel 2.10. Komponen *Lube Oil System*

Komponen	Fungsi	Keterangan
<i>Lube oil storage tank</i>	• Menyimpan <i>lubricating oil</i> sesuai dengan waktu yang direncanakan	• Kapasitas sesuai dengan waktu penyimpanan yang direncanakan
<i>Lube oil purifier unit</i>	• Memisahkan <i>lubricating oil</i> dengan <i>sludge</i>	• Pada umumnya menggunakan tipe <i>centrifugal plate</i> .
<i>Purifier heater</i>	• Memanaskan <i>lube oil</i> sebelum masuk menuju <i>purifier</i> untuk mempermudah proses pemisahan.	• Pada umumnya memanaskan <i>lube oil</i> hingga 90°C.
<i>Sump tank</i>	• berfungsi sebagai <i>reservoir</i> untuk menyimpan <i>lube oil</i> .	• Digunakan pada <i>wet sump system</i> , dengan kapasitas sesuai dengan <i>project guide</i> .

Pada tabel 2.10 diatas telah dijelaskan beberapa komponen dari *lube oil system* yang digunakan acuan dalam melakukan desain pada FSRU Jayapura.

## 2.12. Engine Cooling System

*Engine cooling system* merupakan sistem yang bertujuan untuk menjaga suhu dari motor diesel agar dapat bekerja dengan optimal tanpa merusak komponen dari motor tersebut. Apabila suhu motor sangat tinggi maka yang terjadi ialah pemuaiian pada seluruh komponen, tentunya pemuaiian ini tidak merata yang mengakibatkan terjadinya *jamming* pada komponen yang bergerak.

Philip, 2015 pada buku yang berjudul “Motor Bakar Torak” menyatakan bahwa apabila terlalu panas maka akan menimbulkan beberapa gangguan seperti:

1. Melemahkan sifat material dari komponen motor tersebut.
2. Apabila terjadi pemuaiian yang tidak merata maka akan merusak komponen tersebut.
3. Terjadinya deformasi pada torak.
4. Viskositas minyak pelumas menjadi terlalu cair, sehingga berdampak buruk pada sistem pelumasan.
5. Proses pembakaran menjadi tidak sempurna.

Adapun komponen pada sistem pendinginmesin ialah sesuai dengan tabel 2.11 dibawah ini:

Tabel 2.11. Komponen *Engine Cooling System*

Komponen	Fungsi	Keterangan
<i>Sea water pump</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mengalirkan air laut menuju <i>central cooler</i>.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Kapasitas sesuai dengan persamaan energi sehingga massa air laut sesuai untuk dapat menurunkan suhu air tawar.</li> </ul>
<i>Fresh water pump</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mengalirkan air tawar menuju <i>central cooler</i>.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Kapasitas sesuai dengan <i>project guide</i> mesin dan pada umumnya digerakkan oleh mesin.</li> </ul>
<i>Central cooler</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Sebagai tempat penukar panas dari air tawar dan air laut.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Pada umumnya menggunakan <i>shell and tube</i> atau <i>plate heat exchanger</i>.</li> </ul>
<i>Pre-heater</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Sebagai pemanas air tawar pada <i>high temperature line</i> sebelum engine dinyalakan.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Memiliki motor sendiri.</li> </ul>

Lanjutan tabel 2.11.

Komponen	Fungsi	Keterangan
<i>Deaerating tank</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Sebagai wadah untuk menampung air pendingin baik saat melakukan pembongkaran pada mesin ataupun lainnya</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Kapasitas sesuai dengan <i>project guide</i> mesin.</li> </ul>
<i>Expansion tank</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Sebagai tempat berkumpulnya uap air pendingin mesin akibat kenaikan suhu terlalu panas dan terkondensasi pada tempat ini karena volume ruang lebih besar yang mengakibatkan terjadinya penurunan tekanan dan suhu.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Kapasitas sesuai dengan <i>project guide</i> mesin.</li> </ul>

Pada tabel 2.11 diatas telah dijelaskan beberapa komponen dari *engine cooling system* yang digunakan acuan dalam melakukan desain pada FSRU Jayapura.

### 2.13. Compressed Air System

*Compressed Air System* digunakan pada saat *starting engine*, *blow sea chest* dan lain sebagainya. Pada *starting engine* dikenal 2 sistem *start* dengan udara bertekanan, yaitu *direct start* dan *indirect start*. *Direct start* merupakan *starting engine* dengan cara menginjeksikan udara bertekanan langsung pada ruang bakar. *Indirect start* merupakan *starting engine* dengan cara menginjeksikan udara bertekanan diluar ruang bakar seperti menggunakan motor *pinion* yang akan memutar *flywheel*. Adapun komponen pada *compressed air system* ialah sesuai dengan tabel 2.12.

Tabel 2.12. Komponen *Compressed Air System*

Komponen	Fungsi	Keterangan
Kompresor	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mensuplai udara bertekanan menuju <i>air receiver</i>.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Menurut DNV <i>part 4, chapter 1</i>, 2015, menyatakan bahwa mesin utama setidaknya disuplai dengan 2 kompresor yang berbeda, dimana setidaknya salah satu</li> </ul>

Lanjutan tabel 2.12.

Komponen	Fungsi	Keterangan
		harus memiliki penggerak sendiri dan memiliki kapasitas sekurang-kurangnya 50% dari kebutuhan.
<i>Air receiver</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Menampung udara bertekanan.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Setidaknya dapat melakukan <i>start</i> pada mesin utama sebanyak 6 kali (<i>irreversible engine</i>).</li> </ul>
<i>Pressure reducer valve</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Menurunkan tekanan dari <i>air receiver</i> menuju komponen yang membutuhkan suplai udara bertekanan.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Kemampuan untuk menurunkan tekanan ialah berbeda pada masing-masing komponen.</li> </ul>
<i>Filter</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Memisahkan udara dengan air.</li> </ul>	-

Pada tabel 2.12 diatas telah dijelaskan beberapa komponen dari *compressed air system* yang digunakan acuan dalam melakukan desain pada FSRU Jayapura.

## 2.14. Perhitungan Berat Struktural

Berdasarkan buku “*Practical Ship Design Chapter 4/4.2.4*” yang dikarang oleh Watson,D.G.M untuk mengitung berat dari struktur kapal dapat menggunakan rumus pendekatan 2.1 dibawah ini :

$$W_{st} = K \times E^{1,36} \dots\dots\dots(2.7)$$

Keterangan :

$W_{st}$  = Berat struktural (ton)

K = Koefisien, tergantung dari tipe kapal.

E = *Equipment Numeral*.

*Equipment numeral* dapat dihitung dengan persamaan 2.2 dibawah ini.

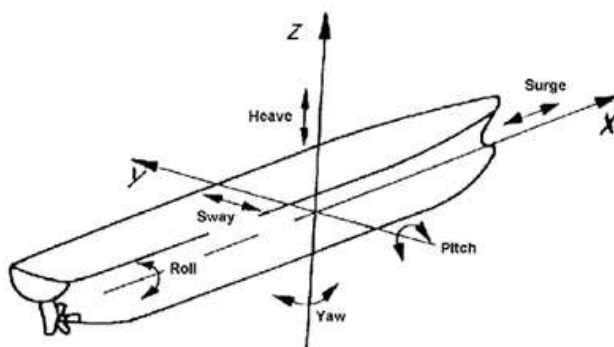
$$E = L \times (B + T) + 0,85 L \times (H - T) + 0,85 (l_1 \times h_1) + 0,75 (l_2 \times h_2) \dots(2.8)$$

Keterangan :

$L$	= Panjang kapal (m)
$B$	= Lebar kapal (m)
$T$	= <i>Draft</i> kapal (m)
$l_1$	= Panjang <i>superstructure</i> (m)
$l_2$	= Panjang <i>deck house</i> (m)
$h_1$	= Tinggi <i>superstructure</i> (m)
$h_2$	= Tinggi <i>deck house</i> (m)

## 2.15. Stabilitas Bangunan Apung

Stabilitas merupakan kecenderungan suatu benda untuk dapat kembali menuju posisi semula. Stabilitas bangunan apung sendiri memiliki pengaruh yang penting bagi kenyamanan dan keselamatan bagi *crew*. Bangunan apung memiliki beberapa derajat kebebasan yang memungkinkan posisi bangunan apung berubah terhadap posisi awal. Adapun jenis-jenis derajat kebebasan yang dimiliki oleh bangunan apung ialah sesuai dengan gambar nomor 2.8.



Gambar 2.10. Derajat Kebebasan Kapal

Sumber : <https://helmidadang.files.wordpress.com/2011/12/untitled3.png>

### 2.15.1. Komponen Stabilitas Kapal

Stabilitas bangunan apung itu sendiri sangat dipengaruhi oleh kondisi lingkungan seperti angin dan gelombang air serta dipengaruhi oleh gaya-gaya internal yang disebabkan oleh letak titik berat dari bangunan apung itu sendiri.

Berikut merupakan beberapa istilah pendukung dalam menganalisa stabilitas pada bangunan apung :

#### 1. *Center of Gravity* (G)

*Centre of Gravity* merupakan letak titik berat dari suatu bangunan apung yang didapat dari semua resultan gaya berat yang dimiliki oleh bangunan apung tersebut.

## 2. *Center of Buoyancy (B)*

*Centre of Buoyancy* merupakan letak titik apung dari suatu bangunan apung akibat dari gaya apung fluida yang berlawanan dengan arah gaya berat bangunan apung tersebut.

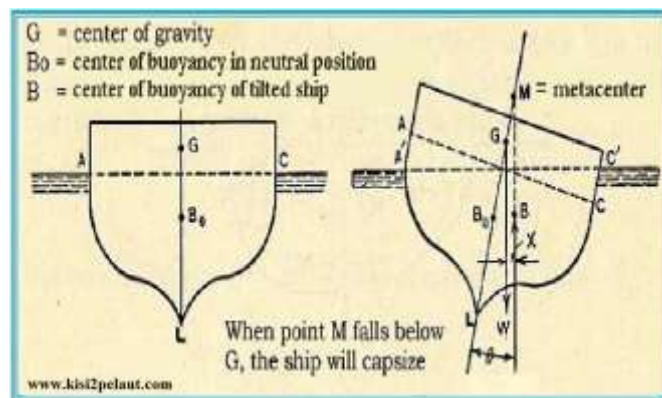
## 3. *Metacenter (M)*

*Metacenter* merupakan titik khayal dari suatu bangunan apung yang berfungsi sebagai titik acuan dalam kemiringan suatu bangunan apung.

## 4. *Metacenter High (GM)*

*Metacenter High* merupakan garis khayal yang menghubungkan titik *Centre of Gravity (CG)* dengan titik *Metacentre (M)*.

Pada gambar nomor 2.9 dijelaskan mengenai hubungan antara *center of gravity*, *center of buoyancy* serta *metacenter*.

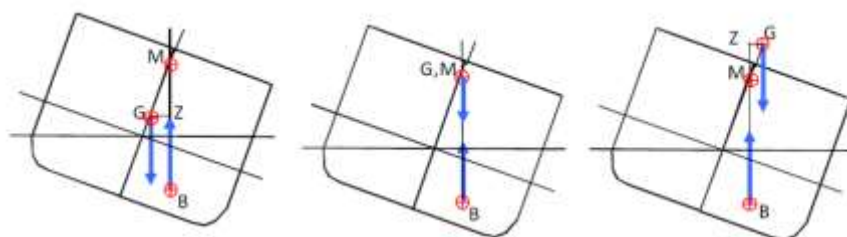


Gambar 2.11. Stabilitas Bangunan Apung

Sumber : [http://www.kisi2pelaut.com/2017/01/bangunan-stabilitas-kapal-kisi-kisi-bag\\_11.html](http://www.kisi2pelaut.com/2017/01/bangunan-stabilitas-kapal-kisi-kisi-bag_11.html)

Pada gambar 2.10 diatas dapat dilihat titik B akan berpindah ke *starboard* menjadi  $B_1$  dan jarak antara  $B-B_1$  disebut lengan pembalik ( $GZ$ ). Lengan pembalik ialah hal yang sangat berpengaruh pada perhitungan stabilitas kapal. Adapun beberapa kondisi stabilitas dapat dilihat pada gambar 2.11 dibawah ini.





Gambar 2.12. 3 Jenis Stabilitas.

Sumber : TBKK 1 presentation, A.A.B. Dinariyana, 2011.

Pada gambar 2.11 dapat dilihat 3 jenis stabilitas, yaitu stabil, netral dan labil. Kondisi stabil pada gambar diatas ialah titik *centre of buoyancy* terletak diluar titik *center of grafity*, kondisi ini menyebabkan terjadinya momen kopel yang mengakibatkan kapal balik ke kondisi awal. Pada kondisi netral, titik *center of grafity* dan *center of buoyancy* berada pada sat ugaris vertikal yang sama, sehingga kapal akan tetap berada pada posisi tersebut. Pada kondisi labil, titik *center of grafity* berada diluar titik *center of buoyancy* sehingga pada kondisi ini terjadi momen kopel yang menyebabkan kapal terbalik.

## 2.16. Process Flow Diagram (PFD)

*Process flow diagram* (PFD) ialah gambar yang menjelaskan suatu sistem secara sederhana mengenai isi, fungsi dari komponen utama dan alur kerja sistem, sehingga mudah untuk dipahami. Adapun komponen PFD Menurut *Conceptualization and Analysis of Chemical Processes*, ialah sebagai berikut :

1. Peralatan-peralatan utama.
2. Arah aliran proses.
3. Semua utilitas terhadap sistem utama.
5. *Basic control loops* yang berfungsi dalam pengoperasian sistem pada saat kondisi normal.

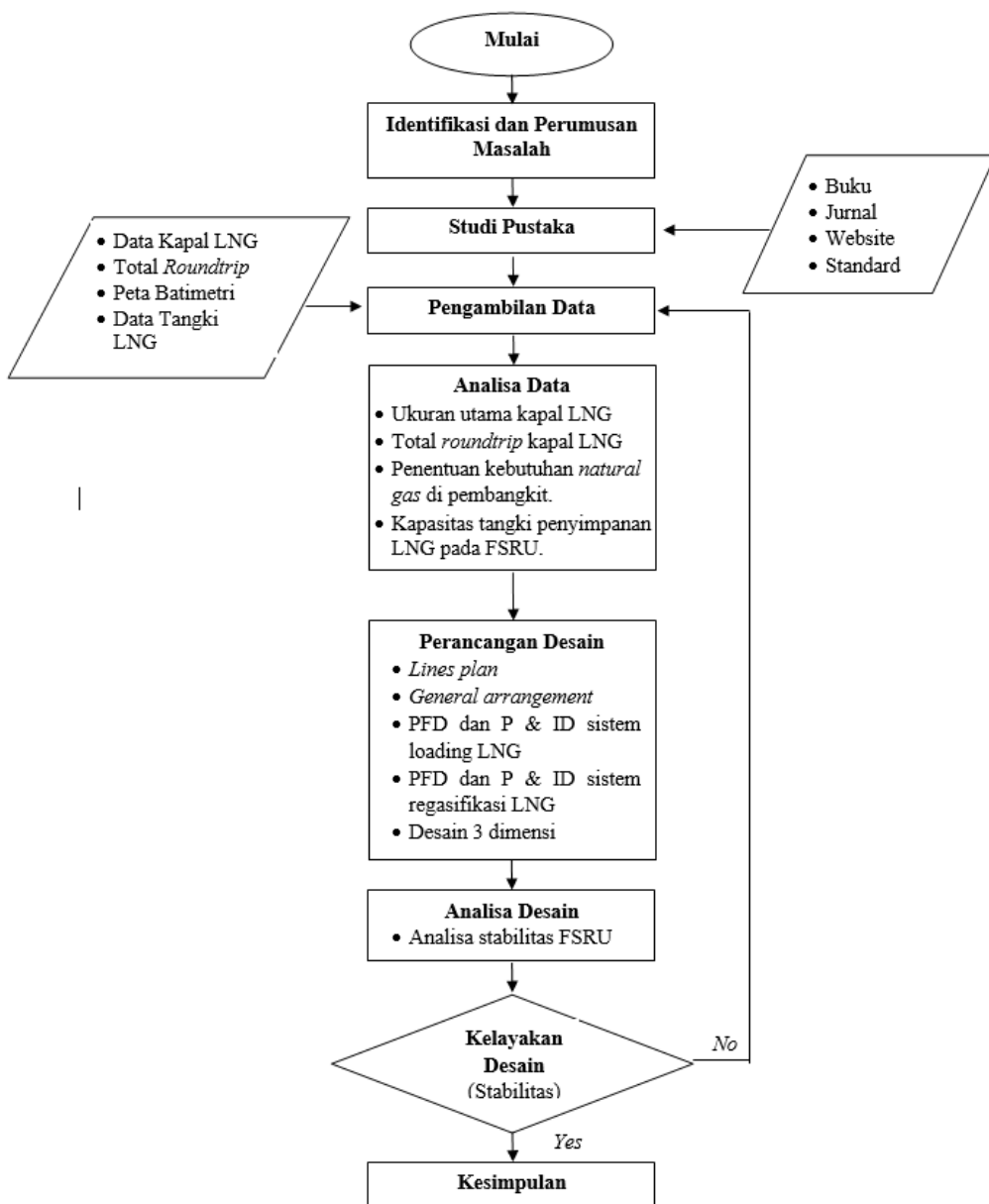
## 2.17. Process and Instrument Diagram (P & ID)

*Process and instrument diagram* (P & ID) merupakan gambar rancangan yang ditampilkan secara detail mengenai sistem yang telah di rancang dari PFD. Adapun yang diperhatikan pada penggambaran P & ID menurut *Instrument Engineer Handbook*, edisi ke-4, *Process Measurement and Annalysis*, 2003 ialah sebagai berikut :

1. Semua pipa diberi ukuran, klasifikasi dan diberi penomoran.
2. Semua instrumen diberi tanda.
3. Semua *set values* dari *safety valve*.

*“Halaman ini sengaja dikosongkan”*

### BAB 3 METODOLOGI PENELITIAN



Gambar 3.1. *Flowchart* Pengerjaan

Analisa teoritis dan sistematis terhadap metode yang digunakan merupakan hal yang penting. Kegiatan ini dan pelaporannya mampu menjadi indikator yang valid dari suatu penelitian. Pada skripsi ini metode penelitian yang dilakukan ialah pengolahan data dan studi literatur. Berikut merupakan langkah-langkah dalam penelitian yang akan dilakukan penulis :

### 3.1. Studi Pustaka

Studi pustaka berguna untuk memperkaya pengetahuan terkait penelitian yang akan dilakukan. Dari studi pustaka dapat diperoleh pula informasi mengenai masalah-masalah lain yang dapat timbul dan berbagai pemecahan masalah yang telah dilakukan untuk mengatasi masalah yang sama. Dari pengetahuan-pengetahuan tersebut peneliti dapat merancang penelitian dengan dasar yang kuat.

### 3.2. Pengambilan Data

Pengambilan data dilakukan dengan berbagai metode, salah satu nya ialah berdiskusi dengan dosen pembimbing atau pihak lain yang memiliki data, untuk mendapatkan data berupa:

- Kapasitas pembangkit yang akan disuplai gas oleh FSRU.
- Kebutuhan LNG di pembangkit.
- Data kapal LNG yang akan digunakan untuk mensuplai LNG menuju FSRU.
- Peta batimetri, yang berguna untuk menentukan letak penambatan FSRU dan kapal LNG saat melakukan *ship to ship transfer*.
- Data LNG *storage tank* yang akan digunakan di FSRU.

### 3.3. Analisa Data

Data yang telah diperoleh kemudian dianalisa dengan menggunakan perhitungan yang berkaitan dengan perancangan FSRU yaitu:

- Penentuan volume LNG *storage tank* pada FSRU dengan cara menghitung kebutuhan gas di pembangkit berdasarkan data yang diperoleh dari RUPTL 2016-2025.
- Penentuan ukuran utama FSRU, dengan cara konfigurasi LNG *storage tank*, sekat melintang, rumah geladak dan kamar mesin.
- Perhitungan sistem regasifikasi LNG untuk memenuhi kebutuhan gas di pembangkit, dengan cara mengolah data mengenai kebutuhan gas pada beban puncak (*peak condition*).
- Perhitungan sistem *loading* LNG dari kapal LNG menuju FSRU yaitu menentukan diameter utama LNG *loading manifold*.
- Pemilihan generator berdasarkan perhitungan kebutuhan listrik di FSRU.
- Analisa stabilitas pada FSRU dengan menggunakan *software* Maxsurf dan mengacu pada IMO *chapter 3*.

### 3.4. Perancangan Desain

Tahap ini dilakukan perancangan model dengan memasukkan data-data yang telah ditentukan dari analisa sebelumnya. Perancangan desain yang dilakukan dengan menggunakan *software* marxsurf, autocad dan sketchup. Pada tahap perancangan desain, keluaran yang didapat ialah sebagai berikut :

Tabel 3.1. Keluaran Perancangan Desain

No	Perancangan Desain	Software
1	<i>Lines plan</i> FSRU	Marxsurf
2	<i>General arrangement</i> FSRU	Autocad
3	PFD dan P & ID sistem <i>loading</i> LNG	Autocad
4	PFD dan P & ID sistem regasifikasi LNG	Autocad
5	Desain 3 dimensi	Sketchup

### 3.5. Analisa Model

Model yang telah dibuat kemudian dilakukan analisa stabilitas dengan menggunakan *software* marxsurf. Jika model tidak memenuhi aturan IMO *chapter 3* maka dilakukan perbaikan pada rancangan yang telah dibuat.

*“Halaman ini sengaja dikosongkan”*

## BAB 4 PEMBAHASAN

### 4.1. Pertimbangan Posisi Peletakan FSRU

Untuk dapat menentukan lokasi peletakan dan desain FSRU sebaiknya dijabarkan terlebih dahulu posisi masing-masing pembangkit yang akan disuplai *natural gas*. Adapun lokasi dari MPP Jayapura, PLTMG Jayapura *Peaker* dan PLTMG Jayapura 1 (*Load Follower*) ialah sesuai dengan gambar 4.1 dibawah ini.



Gambar 4.1. Persebaran Pembangkit Listrik di Wilayah Jayapura.

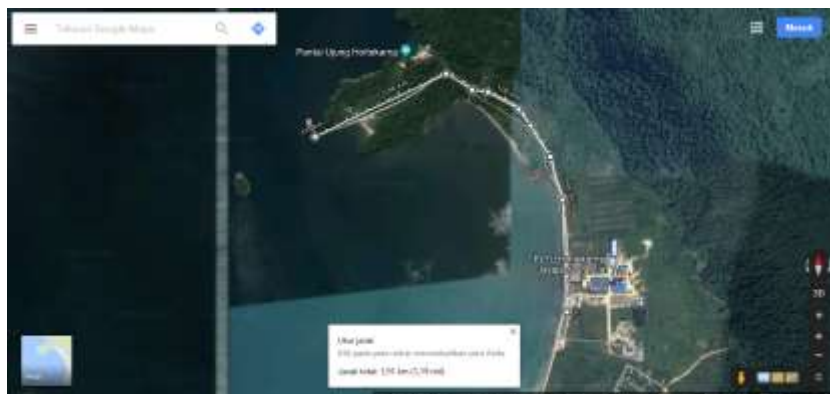
Sumber : RUPTL 2017-2026, gambar E3.2.

Pada gambar diatas menjelaskan lokasi ke-tiga pembangkit tersebut, apabila dicari pada [www.google.com/maps](http://www.google.com/maps) maka dapat diketahui lokasi dari MPP Jayapura yaitu  $2^{\circ}36'59.8''S$   $140^{\circ}47'26,8''E$ , untuk lokasi kedua pembangkit lainnya ialah saling berdekatan dengan MPP Jayapura. Dari data yang diperoleh menyatakan bahwa FSRU ini akan ditambatkan pada sebuah *jetty* dan akan disuplai dengan kapal LNG berkapasitas  $30.000 \text{ m}^3$  yang memiliki sarat air pada muatan penuh sebesar 7,4 m. Berdasarkan beberapa pertimbangan tersebut maka dalam tugas akhir ini direkomendasikan peletakan FSRU seperti pada gambar 4.2.



Gambar 4.2. Rekomendasi Peletakan FSRU  
Sumber : Dokumen Tugas Akhir Penulis, 2018.

Pada gambar diatas merupakan perkiraan peletakan FSRU dengan panjang *trestle* 1,514,4 m dari darat. Adapun jarak dari *trestle* menuju pembangkit terlihat pada gambar 4.3. dibawah ini.



Gambar 4.3. Jarak Pembangkit Listrik Menuju *Trestle*.  
Sumber : <https://www.google.com>

Pada gambar 4.3 diatas dapat dilihat bahwa jarak dari pembangkit listrik menuju *trestle* ialah 1.910 m. Dari penentuan lokasi ini maka ukuran utama dan fasilitas FSRU dapat ditentukan.

#### 4.2. Kebutuhan Gas pada Pembangkit

Sebelum dapat menentukan ukuran utama FSRU, maka terlebih dahulu dihitung kebutuhan gas pada pembangkit yang akan disuplai *natural* gas. PT.Perusahaan Listrik Negara (PT. PLN) melalui RUPTL 2016-2025 menyatakan bahwa kebutuhan gas untuk pembangkit listrik MPP Jayapura, PLTMG Jayapura *Peaker* dan PLTMG Jayapura 1 (*Load Follower*) ialah masing – masing 6 BBTUD, 4,8 BBTUD dan 4,8 BBTUD. Dikarenakan FSRU



JAYAPURA akan disuplai dengan LNG yang berasal dari kilang Tangguh-Bintuni maka spesifikasi LNG yang digunakan ialah sesuai dengan spesifikasi pada kilang tersebut. Adapun spesifikasi LNG pada kilang Tangguh berdasarkan GIIGNL ialah sebagai berikut :

Massa jenis LNG ( $\rho$  LNG) = 431,22 kg/m<sup>3</sup>

Massa jenis *natural gas* ( $\rho$  NG) = 0,74 kg/Nm<sup>3</sup>

*Expansion ratio* (m<sup>3</sup> NG / m<sup>3</sup> LNG) = 581,47

Nilai kalor dari *natural gas* = 41 MJ/Nm<sup>3</sup>

Dari data diatas, maka volume LNG yang harus ditampung oleh FSRU selama 15 hari ialah sebagai berikut :

- Total kebutuhan LNG = 6 BBTUD + 4,8 BBTUD + 4,8 BBTUD  
= 15,6 BBTUD = 15600 MMBTUD
- 15.600 MMBTUD = 15.600 x 1.055,96 = 16.473.072,861 MJ/hari
- 16.473.072,861 MJ =  $\frac{16.473.072,861}{41}$  = 401.7821789, 264 Nm<sup>3</sup>/hari
- 401.782, 264 Nm<sup>3</sup> =  $\frac{401.782,264}{581,47}$  = 691 m<sup>3</sup> LNG/hari

Berdasarkan perhitungan diatas, maka total volume LNG dalam 15 hari ialah 10.365 m<sup>3</sup> LNG. Pada FSRU JAYAPURA direncanakan memiliki 4 buah tangki LNG dengan pertimbangan sebagai *redundancy* yang dimana apabila 1 tangki bermasalah maka proses regasifikasi masih dapat berlangsung dengan menggunakan tangki lainnya dan bertujuan untuk distribusi titik berat yang dapat mempengaruhi stabilitas FSRU nantinya.

#### 4.3. Pemilihan LNG Storage Tank


Berdasarkan kebutuhan yang telah dihitung pada 4.2, pada tugas akhir ini dipilih tangki LNG tipe C sebagai LNG *storage tank* pada FSRU dengan pertimbangan bahwa tangki ini dapat menahan tekanan sebesar  $\leq 10$  bar sehingga waktu penyimpanan BOG dapat berlangsung lebih lama dan tidak terpengaruh pada *sloshing* dikarenakan geometri dari tangki tipe C ini memiliki geometri yang berbentuk silinder sehingga tidak terjadi *local stress* pada beberapa bagian apabila dikenakan gaya, sehingga tangki LNG tipe C ini aman apabila tidak terisi penuh.

Dalam menggunakan tangki tipe C sebagai LNG *storage tank* ada beberapa pertimbangan dalam menentukan volume tangki yang akan digunakan yaitu seperti pada tabel 4.1.

Tabel 4.1. Pertimbangan dalam Menentukan Ukuran Tangki Tipe C

No	Pertimbangan	Keterangan	Referensi
1	<i>Filling limit</i>	Batas pengisian muatan LNG pada sebuah tangki tidak melebihi 98 % dari volume	DNV <i>part 5, chapter 5,</i>

Lanjutan tabel 4.1.

No	Pertimbangan	Keterangan	Referensi
		<p>tangki tersebut seperti pada rumus dibawah ini. Maka volume maksimal LNG yang dapat di transfer menuju FSRU mengikuti rumus di bawah ini.</p> $LL = FL \frac{\rho_R}{\rho_L}$ <p>Keterangan :            LL = <i>Loading limit</i> (%)            FL = <i>Filling limit</i> (%)  <math>\rho_R</math> = massa jenis LNG pada suhu referensi.  <math>\rho_L</math> = massa jenis LNG pada suhu saat pengisian.            Suhu referensi yang dimaksud disini ialah suhu pada saat LNG telah memuai dan memenuhi ruang tangki sebesar 98%.</p>	<p>section 17, 2011.</p>
2	Volume minimum LNG dalam tangki	<p>Batas minimal volume LNG dalam tangki ialah 5%, ini bertujuan untuk menjaga suhu tangki LNG seperti pada gambar dibawah ini.</p>  <p>Gambar 4.4. Kapasitas LNG dalam sebuah Tangki Tipe C.            Sumber : LNG <i>Infrastructure and Shipbuilding</i>, MTLNG, 2015.</p> <p>Dari gambar 4.5. diatas dapat disimpulkan bahwa LNG yang dapat diregasifikasi hanya 78%.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• LNG <i>Infrastructure and Shipbuilding</i>, MTLNG, 2015.</li> <li>• Transportasi LNG Indonesia, 2005.</li> </ul>

Tabel 4.1 merupakan dasar acuan dalam memilih tangki LNG yang akan digunakan untuk FSRU Jayapura.

Dari beberapa pertimbangan diatas maka perhitungan volume tangki LNG ialah sebagai berikut.

$$\begin{aligned}
 LL &= FL \times \frac{\rho_R}{\rho_L} \\
 LL &= 0,98 \times \frac{359,6 \text{ kg/m}^3}{431,22 \text{ kg/m}^3} \\
 LL &= 81 \%
 \end{aligned}$$

Berdasarkan perhitungan tersebut maka dapat disimpulkan bahwa volume tangki yang dipilih harus memiliki sekurang-kurangnya 19% *vapor space*, ini berarti LNG yang dapat digunakan untuk diregasifikasi ialah 76 % dari volume tangki. Adapun tangki yang digunakan ialah memiliki volume 3.750 m<sup>3</sup> pada 100 % *filling* seperti pada gambar 4.5.

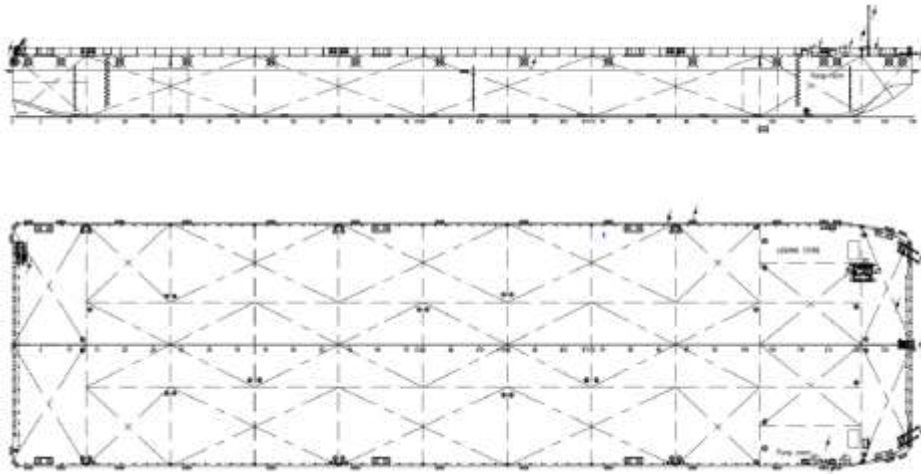


Gambar 4.5. Dimensi Tangki LNG Tipe C yang Digunakan Pada FSRU  
Sumber : Dokumen Tugas Akhir Penulis, 2018.

Tangki pada gambar diatas memiliki panjang total dan lebar masing-masing 34,4 m dan 12,64 m. Tangki ini merupakan tangki yang digunakan wartsila untuk desain kapal LNG dengan kapasitas total tangki ialah 7.500 m<sup>3</sup>.

#### 4.4. Penentuan Ukuran Utama FSRU

Metode yang digunakan untuk dapat menentukan ukuran utama FSRU ialah dengan menggunakan referensi dari *barge* atau bangunan serupa yang sudah dibangun dan melakukan konfigurasi antara ukuran utama FSRU, LNG *storage tank*, *deck house*, peralatan regasifikasi dan peralatan lainnya yang akan dijelaskan pada bahasan selanjutnya. Konfigurasi dilakukan secara berulang-ulang hingga ditemukan konfigurasi yang tepat. Hal ini tidak dapat dilakukan secara *linear*, melainkan dilakukan secara *spiral*. Hasil konfigurasi yang paling tepat ialah dengan menggunakan Damen Stan-Pontoon B32 SPo9832 seperti pada gambar 4.6.



Gambar 4.6 Damen Stan-Pontoon B32 SPo9832

Sumber : [www.damen.com](http://www.damen.com)

Gambar 4.6 diatas merupakan Damen Stan-Pontoon B32 SPo9832 memiliki ukuran utama yaitu sebagai berikut:

LOA : 97,5 m  
 B : 32,2 m  
 H : 8,1 m

Untuk dapat mengetahui sarat air dan *displacement* FSRU dapat dilakukan setelah meng-input semua data LWT pada *Maxsurf Stability* yang akan dibahas pada pembahasan selanjutnya.

#### 4.5. Pembagian Kompartemen FSRU

Pembagian kompartemen pada FSRU berfungsi untuk menentukan peletakan komponen-komponen utama dari FSRU seperti lokasi ruang muat LNG, lokasi kamar mesin dan lokasi regasifikasi LNG. Adapun beberapa perhitungan untuk membagi kompartemen pada kapal ialah sebagai berikut :

##### 4.5.1. Penentuan Tinggi *Double Bottom*

Menurut DNV *part 3, chapter 1, section 6*, D100, 2011, tinggi *double bottom* ialah sesuai dengan rumus :

$$H = \frac{B}{20}$$

Dimana :

H = Tinggi *double bottom*

B = Lebar kapal

Berdasarkan persamaan diatas maka tinggi *double bottom* ialah sebagai berikut :

$$H = \frac{B}{20}$$

$$H = \frac{32,2 \text{ m}}{20}$$

$$H = 1.61 \text{ m}$$

Namun tinggi *double bottom* pada penggambaran di AutoCAD ialah sebesar 1,65 m.

#### 4.5.2. Penentuan *Bulkhead*

Menurut DNV *part 3, chapter 1, section 3*, A302, 2011, untuk kapal yang tidak memiliki *longitudinal bulkhead* pada area kargo diwajibkan untuk mengikuti tabel berikut :

Tabel 4.2. Jumlah Sekat Melintang

<i>Ship Length in m</i>	<i>Engine Room</i>	
	<i>Aft</i>	<i>Elsewhere</i>
$85 < L \leq 105$	4	5
$105 < L \leq 125$	5	6
$125 < L \leq 145$	6	7
$145 < L \leq 165$	7	8
$165 < L \leq 190$	8	9
$190 < L \leq 225$	9	10
$L > 225$	<i>Special Considered</i>	

Sumber : DNVGL *part 3, chapter 1, section 3*, A302, 2011. Tabel A1

Karena ukuran kapal yang di desain memiliki panjang 97,5 dan letak ruang kamar mesin yang direncanakan terletak di buritan kapal, maka jumlah total sekat melintang yang ada sebanyak 4 buah meliputi sekat ceruk haluan, sekat ceruk buritan, sekat kamar mesin dan 1 sekat pada *cargo area*.

Menurut DNV *part 3, chapter 1, section 3*, A302, 2011, Jarak peletakan sekat ceruk haluan ialah mengikuti rumus berikut :

$$Xc \text{ (minimum)} = 0,05 L_F - Xr \text{ (m) untuk } L_F < 200 \text{ m}$$

$$= 10 L_F - Xr \text{ (m) untuk } L_F \geq 200 \text{ m}$$

$$Xc \text{ (maximum)} = 0,08 L_F - Xr \text{ (m)}$$

Keterangan :

$$L_F = \text{LPP apabila berada pada } 96 \% - 97 \% \text{ LWL} = 97,5 \text{ m}$$

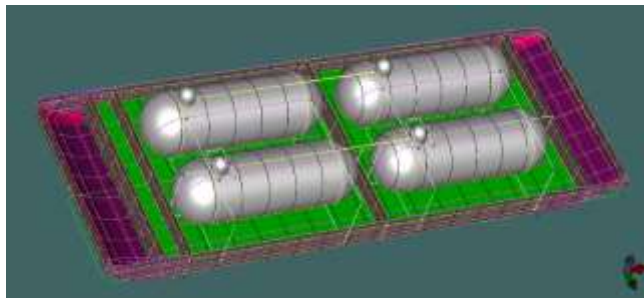
$X_r$  = Panjang *boulbus bow* = 0 m

Maka pada FSRU yang di rancang ialah sebagai berikut :

$X_c$  (minimum) =  $0.05 \times 97,5 = 4,875$  m dari FP

$X_c$  (maximum) =  $0.08 \times 97,5 = 7,8$  m dari FP

Mengacu pada DNV *part 3, chapter 1, section 6*, D300, 2011. Menyatakan bahwa jarak antar *floor* tidak boleh melebihi 3,6 m. adapun gambar 3D peletakan *bulkhead* ialah sebagai berikut :



Gambar 4.7. Konfigurasi Peletakan *Bulkhead* terhadap Tangki LNG.

Pada gambar diatas dapat dilihat bahwa porsi ruang untuk tangki LNG ialah yang paling besar sedangkan kompartemen lainnya, ini dilakukan untuk memaksimalkan luasan yang nantinya digunakan untuk penempatan fasilitas penunjang proses *loading* dan regasifikasi LNG.

#### 4.6. Perhitungan Diameter Pipa LNG *Liquid Header* pada Sistem *Loading*

Perhitungan diameter pipa LNG *liquid header* sistem *loading* sangat bergantung kepada kinerja pompa dari kapal LNG. Adapun spesifikasi pompa pada kapal LNG ialah sebagai berikut :

Kapasitas Pompa =  $550 \text{ m}^3/\text{h}$   
*Head* = 120 mlc

Dari data diatas maka proses pengisian dalam satu tangki LNG pada FSRU dapat dilakukan paling cepat ialah 5 jam ini berarti pada kondisi ini aliran LNG dalam pipa harus tetap berada dibawah kecepatan yang diijinkan untuk menghindari terjadinya perpindahan muatan electron (elektrostatis) pada pipa. Menurut Wartsila adapun kecepatan maksimal LNG dalam pipa stainless steel adalah 3 m/s. Berikut merupakan perhitungan diameter pipa LNG ialah :

$$D_i = \sqrt{\frac{4 \times Q}{v \times \pi}}$$

Keterangan :

$Q$  = Kapasitas pompa pada kapal LNG ( $\text{m}^3/\text{s}$ )

$v$  = Kecepatan aliran LNG dalam pipa ( $\text{m/s}$ )

Maka diameter pipa LNG *liquid header* sistem *loading* ialah :

$$D_{in} = \sqrt{\frac{4 \times 0,153}{3 \times 3,14}}$$

$$D_{in} = 255 \text{ mm}$$

Pada tabel dibawah ini merupakan standarisasi ketebalan minimal pipa stainless steel menurut DNV *part 4, chapter 6, section 9* tabel 4.

Tabel 4.3. Ketebalan Minimum untuk Pipa Stainless Steel

External diameter D (mm)	Minimum wall thickness (mm)
10,2 to 17,2	1,0
21,3 to 48,3	1,6
60,3 to 88,9	2,0
114,3 to 168,3	2,3
219,1	2,6
273,0	2,9
323,9 to 406,4	3,6
over 406,4	4,0
Note :  The external diameter and thickness have been selected from ISO-Standard 1127. For pipes covered by other standards, thickness less may be accepted.	

Sumber : DNV *part 4, chapter 6, section 9* tabel 4

Berdasarkan gambar diatas maka spesifikasi pipa yang digunakan sebagai LNG *header* pada sistem *loading* ialah sebagai berikut :

Standar : ASTM A312M

Diameter nominal : 250 mm

Diameter luar : 273 mm

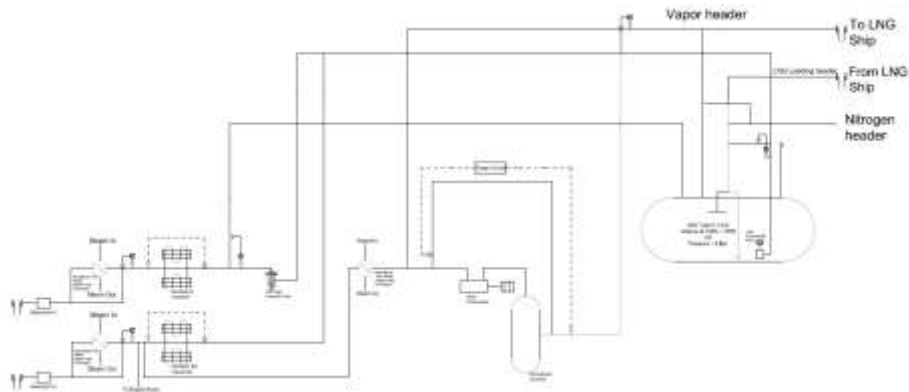
Ketebalan : 4,19 mm

Diameter internal : 264,62 mm

#### 4.7. Perhitungan Sistem Regasifikasi LNG

Proses regasifikasi dimulai dari memompa LNG menuju LNG *header* yang nantinya akan disalurkan pada 2 *line* yang berbeda yaitu *high pressure line* yang berfungsi untuk mensuplai kebutuhan *natural gas* pada MPP Jayapura dikarenakan pada pembangkit ini menggunakan *gas turbine* TM 2.500 sebagai pembangkit listrik serta *low pressure line* yang berfungsi untuk mensuplai kebutuhan *natural gas* pada PLTG Jayapura *peaker* dan PLTG Jayapura *load*

*follower*. Adapun skema proses regasifikasi pada FSRU Jayapura ialah sesuai dengan gambar dibawah ini :



Gambar 4.8. PFD Loading dan Regasifikasi LNG pada FSRU Jayapura

Pada gambar 4.9 diatas dapat dilihat bahwa pada *output* pompa LNG terdapat *flow meter* yang akan membuka katup yang akan mengembalikan LNG menuju tangki apabila aliran LNG sangat rendah, ini terjadi pada saat *starting* pompa LNG. Agar arus *start* dapat diminimalkan maka pompa dinyalakan pada daya paling rendah yang dimana kondisi ini juga memiliki aliran LNG yang rendah. LNG yang dialirkan oleh pompa *submersible pump* tersebut mengalir menuju 2 line yang dimana pada *high pressure line* diberi pompa *high pressure* agar *output* dari fasilitas regas juga besar. *High pressure pump* dipilih karena memiliki dimensi, daya dan berat yang cenderung lebih kecil daripada harus menaruh *high pressure compressor* sebelum *metering unit*. Adapun *high pressure LNG pump* yang terpasang pada FSRU Jayapura ialah memiliki spesifikasi sebagai berikut :



Gambar 4.9. High Pressure LNG Pump  
Sumber : Vanzzeti Cryogenic Technology

<i>Maximum Flow</i>	= 202,5 gpm
<i>Maximum Head</i>	= 120 bar
<i>NPSH range</i>	= 1 -1,2 m H <sub>2</sub> O
<i>Power</i>	= 75 kW
<i>Type</i>	= <i>Reciprocating Pump</i>

Pompa diatas dipilih karena dapat menaikkan tekanan LNG maksimal 120 bar. Pompa ini dipasang pada *high pressure line*.



LNG yang berada di dalam tangki tentunya akan berubah fase menjadi gas karena menerima kalor dari lingkungannya, oleh karena itu gas yang terbentuk ini dimanfaatkan untuk kebutuhan *generator* dan *boiler* di FSRU dan apabila gas yang terbentuk melebihi kebutuhan tersebut, maka gas akan disalurkan menuju *low pressure line* oleh *BOG compressor*. Pada *BOG compressor* dilengkapi dengan fasilitas penunjang seperti *anti-surfing* dan *scrubber*. Adapun fungsi dari kedua komponen tersebut ialah untuk menjaga *BOG compressor* agar tetap beroperasi dalam kondisi aman. Apabila aliran gas berkurang maka seakan-akan *BOG compressor* menerima *back pressure* yang tentunya ini sangat berbahaya bagi *life time BOG compressor*, maka dari itu dipasang *anti-surfing*, dimana *anti-surfing* berfungsi untuk mengalirkan gas yang telah di kompresi menuju *suction line* dari *BOG compressor*. Namun apabila gas tersebut langsung dialirkan balik menuju *suction line* dari *BOG compressor*, maka ketika tekanan gas yang tadinya tinggi bertemu dengan tekanan yang rendah tentunya gas tersebut akan mengembang dan terbentuk *droplet*. Apabila *droplet* ini langsung mengalir menuju *BOG compressor* maka dampaknya akan sama seperti sebelumnya (*life-time* dari kompressor menurun), sehingga dipasang *gas scrubber* yang berfungsi untuk memisahkan *droplet* dengan gas yang akan dialirkan menuju *BOG compressor*.



Gambar 4.10. Susunan Peletakan Fasilitas Regasifikasi pada FSRU Jayapura

Pada gambar 4.10 diatas diketahui bahwa peletakan fasilitas regas terletak pada bagian depan FSRU dan fasilitas regasifikasi yang digunakan pada FSRU ini ialah AAV (*Ambient Air Vaporizer*), ini berdasarkan penelitian yang berjudul “LNG Vaporizer Selection Based on Site Ambient Conditions” yang menyatakan bahwa AAV menempati peringkat 2 (1 tingkat di atas ORV) pada suhu lingkungan diatas 18°C. Namun dikarenakan AAV ini sangat bergantung pada kondisi lingkungan, maka pada FSRU ditambahkan *steam vaporizer* yang hanya bekerja apabila suhu *natural gas* yang keluar dari AAV berada dibawah 0°C.

Pada perhitungan sebelumnya telah didapat bahwa kebutuhan total LNG pada pembangkit ialah 691 m<sup>3</sup> LNG/hari, ini setara dengan 0,65 mmscfh. Namun dari data yang didapat menyatakan bahwa kebutuhan NG pada pembangkit pada saat beban puncak ialah sebesar 41.700 m<sup>3</sup>/h yang setara

dengan 1,47 mmscfh. Maka fasilitas regas yang akan dipilih ialah harus dapat mensuplai *natural gas* ke pembangkit pada beban puncaknya. Adapun perhitungan dalam memilih fasilitas regasifikasi ialah sebagai berikut :

#### 4.7.1. Perhitungan Kebutuhan AAV

Untuk memenuhi kebutuhan suplai gas secara kontinu, dibutuhkan 2 unit vaporizer yang bekerja secara *redundancy* pada masing-masing *line* (*high pressure line* dengan laju aliran LNG sebesar 34,4 m<sup>3</sup>/h dan *low pressure line* dengan laju aliran LNG sebesar 35,5 m<sup>3</sup>/h). Ukuran vaporizer yang terpilih ialah sesuai dengan waktu *de-rating*. *De-rating* ialah kondisi dimana *vins* pada *vaporizer* telah tertutup oleh es dikarenakan pada permukaan *vins* terjadi penurunan suhu yang sangat drastis.

*De-rating time/unit* = 2 hari.

*De-rating factor* = 0,53

*Nominal capacity* = LNG flowrate / *de-rating factor*

Maka *nominal capacity* LNG yang dibutuhkan pada masing-masing *line* dengan *de-rating time* selama 2 hari ialah sebagai berikut :

*Nominal capacity* pada *high pressure line* = 34,4 / 0,53 = 64,9 m<sup>3</sup>/h

*Nominal capacity* pada *low pressure line* = 35,5 / 0,53 = 66,98 m<sup>3</sup>/h

Maka spesifikasi AAV yang terpilih pada *low pressure line* dan *high pressure line* ialah Thermafin Supergap SG35HF dengan suhu keluaran mencapai 10°C pada suhu lingkungan 20 °C. Adapun dimensi dari AAV yang terpilih ialah :

Panjang = 0,57 m

Lebar = 0,83 m

Tinggi = 3,86 m

#### 4.7.2. Perhitungan Kebutuhan Trim Heater

Apabila suhu keluaran dari AAV berada pada 0 °C maka trim heater akan diaktifkan untuk dapat menaikkan suhu *natural gas* menjadi 10 °C. Jadi laju aliran kalor yang diterima *natural gas* untuk dapat menaikkan suhu dari 0°C menuju 10°C pada masing-masing *line* ialah sebagai berikut :

$$q = \dot{m} \times c \times (T_2 - T_1)$$

Keterangan :

$q$  = Laju aliran kalor yang diterima *natural gas* untuk dapat menaikkan suhu (KJ/h).

$\dot{m}$  = Laju aliran massa *natural gas* (kg/h)

$c$  = Kapasitas kalor *natural gas* (KJ/kg.K)

$T_1$  = 0 °C = 273 K

$$T_2 = 10\text{ }^{\circ}\text{C} = 283\text{ K}$$

Dari persamaan diatas maka laju aliran kalor yang diterima *natural gas* pada masing-masing *line* ialah :

$$\begin{aligned} q_{hp\ line} &= 14.800\text{ kg/h} \times 2,2547\text{ KJ/kg.K} \times (283\text{ K} - 273\text{ K}) \\ &= 333.695\text{ KJ/h} = 92,7\text{ kW} = 124,313\text{ HP} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} q_{lp\ line} &= 15.300\text{ kg/h} \times 2,2547\text{ KJ/kg.K} \times (283\text{ K} - 273\text{ K}) \\ &= 344.968\text{ KJ/h} = 95,82\text{ kW} = 128,5\text{ HP} \end{aligned}$$

Trim heater yang terpilih ialah Thermax TVN Automatic Direct Steam Vaporizer dengan spesifikasi pada masing-masing *line* ialah sebagai berikut :

#### 1. High Pressure Line

Model = T800S  
 Jumlah = 3 (2 bekerja dan 1 *standby*)  
 Kapasitas = 800 SCFH  
 Panjang = 3,15 m  
 Lebar = 0,8 m  
 Tinggi = 2,08 m

#### 2. Low Pressure Line

Model = T800S  
 Jumlah = 3 (2 bekerja dan 1 *standby*)  
 Kapasitas = 800 SCFH  
 Panjang = 3,15 m  
 Lebar = 0,8 m  
 Tinggi = 2,08 m

#### 4.7.3. Perhitungan Kebutuhan BOG Heater

Menurut buku “Transportasi LNG Indonesia” menyatakan bahwa massa BOG tiap harinya ialah 0,15 % dari total massa LNG. Adapun massa BOG pada FSRU JAYAPURA ialah dapat dihitung sebagai berikut:

$$\begin{aligned} \text{Massa muatan} &= \text{Volume LNG} \times \text{massa jenis LNG} \\ &= 10.365\text{ m}^3 \times 581,47\text{ kg/m}^3 \\ &= 6.026.936\text{ kg} \end{aligned}$$

Sehingga massa BOG total yang terbentuk adalah :

$$\text{Massa BOG} = 0,15\text{ \%} \times \text{massa muatan}$$

$$\begin{aligned}
 &= 0,15 \% \times 6.026.936 \text{ kg} \\
 &= 9.040 \text{ kg / hari} = 376,6 \text{ kg / h}
 \end{aligned}$$

Dari perhitungan diatas tiap jam nya ada 0,65 m<sup>3</sup> LNG yang berubah menjadi BOG. Dikarenakan suhu BOG yang keluar dari LNG *storage tank* berada pada suhu -159,8 °C maka laju aliran kalor yang diterima BOG agar dapat mencapai suhu 10 °C ialah :

$$q = \dot{m} \times c \times (T_2 - T_1)$$

Keterangan :

$q$  = Laju aliran kalor yang diterima *natural gas* untuk dapat menaikkan suhu (KJ/h).

$\dot{m}$  = Laju aliran massa *natural gas* (kg/h).

$c$  = Kapasitas kalor *natural gas* (KJ/kg.K).

$T_1$  = -159,8 °C = 273 K.

$T_2$  = 10 °C = 283 K.

Dari persamaan diatas maka laju aliran kalor yang diterima *natural gas* pada masing-masing *line* ialah :

$$\begin{aligned}
 q_{trim \text{ heater}} &= 376,6 \text{ kg/h} \times 2,15 \text{ KJ/kg.K} \times (283 \text{ K} - 113,2 \text{ K}) \\
 &= 137,485 \text{ KJ/h} = 38 \text{ kW} = 50,92 \text{ HP}
 \end{aligned}$$

BOG *heater* yang terpilih ialah Thermax TVN *Automatic Direct Steam Vaporizer* dengan spesifikasi pada masing-masing *line* ialah sebagai berikut :

Model = T25S

Jumlah = 2 (1 bekerja dan 1 *standby*)

Kapasitas = 25 SCFH

Panjang = 2,286 m

Lebar = 0,28 m

Tinggi = 1,27 m

#### 4.7.4. Pemilihan Boiler

Pemilihan boiler sangat bergantung pada kebutuhan *trim heater* dan BOG *heater*. Maka dari itu adapun total laju aliran kalor yang harus dapat di-suplai ke *trim heater* dan BOG *heater* ialah sebagai berikut :

$$\begin{aligned}
 q_{tot \text{ pada steam heat exchanger}} &= q_{hp \text{ line}} + q_{lp \text{ line}} + q_{trim \text{ heater}} \\
 &= 124,313 \text{ HP} + 128,5 \text{ HP} + 50,92 \text{ HP} \\
 &= 303,733 \text{ HP}
 \end{aligned}$$

Berdasarkan perhitungan diatas, maka boiler yang terpilih ialah HURST\_Series 200 dengan spesifikasi sebagai berikut :

<i>Firing rate</i> LP gas	= 160,6 gpm	= 36,48 m <sup>3</sup> gas/h
Panjang	= 224 in	= 5,68 m
Lebar	= 103 in	= 2,62 m
Tinggi	= 116 in	= 2,95 m
Berat	= 32.000 lbs	= 15,5 ton

#### 4.8. Perhitungan Kompresor BOG

Kompresor BOG digunakan untuk men-transfer BOG menuju keluaran AAV pada *low pressure line* apabila tekanan BOG keluar dari tangki kurang dari tekanan pada sistem regasifikasi pada *low pressure line*.

Pada data volume semua tangki adalah 19.100 m<sup>3</sup> dengan BOG yang dihasilkan ialah 0,15 %. Nilai ini diperoleh dari buku Transportasi LNG Indonesia. Adapun perhitungan dalam pemilihan kompresor BOG ialah sebagai berikut :

Massa muatan = Volume LNG x massa jenis LNG

$$= 10.365 \text{ m}^3 \times 581,47 \text{ kg/m}^3$$

$$= 6.026.936 \text{ kg}$$

Sehingga massa BOG total yang terbentuk adalah :

Massa BOG = 0,15 % x massa muatan

$$= 0,15 \% \times 6.026.936 \text{ kg}$$

$$= 9.040 \text{ kg}$$

Massa jenis gas ialah 0,74 kg/m<sup>3</sup>, maka dari itu laju aliran BOG ialah sebagai berikut :

$$\text{Laju aliran BOG} = \frac{9.040 \text{ kg}}{0,74 \text{ kg/Nm}^3} / \text{day}$$

$$= 12.216 \text{ Nm}^3 / \text{day}$$

$$= \frac{12.216}{24} \text{ Nm}^3/\text{h}$$

$$= 509 \text{ Nm}^3/\text{h}$$

$$= 0,141 \text{ Nm}^3/\text{s}$$

#### 4.9. Perhitungan Diameter *Natural Gas Header*

Pemilihan pipa gas dengan kecepatan maksimal aliran gas yang diijinkan yaitu 20 m/s ialah sebagai berikut :

$$D_i = \sqrt{\frac{4 \times Q}{v \times \pi}}$$

Keterangan :

$D_i$  = Diameter dalam (m)

$Q$  = Kapasitas ( $m^3/s$ )

$v$  = Kecepatan aliran (m/s) = 15 m/s

Maka Diameter internal pipa utama ialah :

$$D_i = \sqrt{\frac{4 \times 0,141}{15 \times 3,14}}$$

$$D_i = 0,109 \text{ m}$$

$$D_i = 109 \text{ mm}$$

Berdasarkan perhitungan diatas maka spesifikasi pipa *natural gas header* ialah sebagai berikut :

Standar : ASME B36.19M

Diameter nominal : 125 mm

Diameter luar : 141,3 mm

Ketebalan : 3,4 mm

Diameter internal : 134,5 mm

#### 4.9. Perhitungan LNG *Sendout Header*

Berdasarkan pada pernyataan sebelumnya bahwa total kebutuhan gas di pembangkit ialah 41.700  $m^3$  gas/h yang setara dengan 72  $m^3$  LNG/h Pemilihan pipa gas dengan kecepatan maksimal aliran gas yang diijinkan yaitu 3 m/s ialah sebagai berikut :

$$D_i = \sqrt{\frac{4 \times Q}{v \times \pi}}$$

Keterangan :

$D_i$  = Diameter dalam (m)

$Q$  = Kapasitas LNG pada *peak condition* ( $m^3/s$ )

$v$  = Kecepatan aliran (m/s) = 2.5 m/s

Maka Diameter internal pipa utama ialah :

$$D_i = \sqrt{\frac{4 \times 0,02}{2,5 \times 3,14}}$$

$$D_i = 0,1 \text{ m}$$

$$D_i = 100 \text{ mm}$$

Berdasarkan perhitungan diatas maka spesifikasi pipa *natural gas header* ialah sebagai berikut :

Standar : ASME B36.19M

Diameter nominal : 100 mm

Diameter luar : 114,3 mm

Ketebalan : 3,05 mm

Diameter internal : 108,2 mm

#### 4.10. Perhitungan Diameter LNG *High Pressure Line*

LNG *high pressure line* memiliki aliran LNG sebesar 34,4 m<sup>3</sup>/h yang berfungsi untuk mensuplai gas pada MPP Jayapura. Pemilihan pipa gas dengan kecepatan maksimal aliran gas yang diijinkan yaitu 3 m/s ialah sebagai berikut:

$$D_i = \sqrt{\frac{4 \times Q}{v \times \pi}}$$

Keterangan :

$D_i$  = Diameter dalam (m)

$Q$  = Kapasitas LNG pada *peak condition* (m<sup>3</sup>/s)

$v$  = Kecepatan aliran (m/s) = 2.5 m/s

Maka Diameter internal pipa utama ialah :

$$D_i = \sqrt{\frac{4 \times 0,0095}{2,5 \times 3,14}}$$

$$D_i = 0,07 \text{ m}$$

$$D_i = 70 \text{ mm}$$

Berdasarkan perhitungan diatas maka spesifikasi pipa *lng high pressure line* ialah sebagai berikut :

Standar : ASME B36.19M

Diameter nominal : 80 mm

Diameter luar : 88,9 mm

Ketebalan : 2,11 mm

Diameter internal : 84,68 mm

#### 4.11. Perhitungan Diameter LNG *Low Pressure Line*

LNG *low pressure line* memiliki aliran LNG sebesar 35,5 m<sup>3</sup>/h yang berfungsi untuk mensuplai gas pada PLTG Jayapura *load follower* dan PLTG Jayapura *peaker*. Pemilihan pipa gas dengan kecepatan maksimal aliran gas yang diijinkan yaitu 3 m/s ialah sebagai berikut :

$$D_i = \sqrt{\frac{4 \times Q}{v \times \pi}}$$

Keterangan :

$D_i$  = Diameter dalam (m)

$Q$  = Kapasitas LNG pada *peak condition* (m<sup>3</sup>/s)

$v$  = Kecepatan aliran (m/s) = 2.5 m/s

Maka Diameter internal pipa utama ialah :

$$\begin{aligned} D_i &= \sqrt{\frac{4 \times 0,0098}{2,5 \times 3.14}} \\ D_i &= 0,07 \text{ m} \\ D_i &= 70 \text{ mm} \end{aligned}$$

Berdasarkan perhitungan diatas maka spesifikasi pipa *lng high pressure line* ialah sebagai berikut :

Standar : ASME B36.19M  
 Diameter nominal : 80 mm  
 Diameter luar : 88,9 mm  
 Ketebalan : 2,11 mm  
 Diameter internal : 84,68 mm

#### 4.12. Perhitungan Diameter Pipa *Natural Gas* menuju Kamar Mesin

Volume *natural gas* yang dialirkan menuju kamar mesin ialah sesuai dengan kebutuhan boiler dan generator didalam kamar mesin. Apabila BOG yang dihasilkan melebihi kebutuhan di kamar mesin maka sisa BOG tersebut dialirkan menuju *natural gas low pressure line* setelah AAV. Adapun perhitungan kapasitas ialah sebagai berikut :

$$\begin{aligned} \text{Total Flow} &= \text{kebutuhan NG pada Boiler} + \text{kebutuhan NG pada Generator} \\ &= 36,48 \text{ Nm}^3/\text{h} + 191,51 \text{ Nm}^3/\text{h} \\ &= 228 \text{ Nm}^3/\text{h} = 0,063 \text{ m}^3/\text{s} \end{aligned}$$

Maka Diameter internal pipa utama ialah :



$$D_i = \sqrt{\frac{4 \times 0,063}{15 \times 3,14}}$$

$$D_i = 0,073 \text{ m}$$

$$D_i = 73 \text{ mm}$$

Berdasarkan perhitungan diatas maka spesifikasi pipa *lng high pressure line* ialah sebagai berikut :

Standar	: ASME B36.19M
Diameter nominal	: 80 mm
Diameter luar	: 88,9 mm
Ketebalan	: 2,11 mm
Diameter internal	: 84,68 mm

#### 4.13. Perhitungan Diameter Pipa Gas Menuju Pembangkit

Seperti pada pembahasan sebelumnya, pipa gas menuju pembangkit dibedakan menjadi 2 yaitu, *high pressure line* dan *low pressure line*, ini dikarenakan jenis mesin yang digunakan di pembangkit memiliki tipe yang berbeda. *High pressure line* berfungsi untuk memenuhi kebutuhan gas di MPP Jayapura yang menggunakan turbin gas sebagai mesin pembangkit listrik dengan kapasitas gas sebesar 14,8 t/h atau setara dengan 20.000 m<sup>3</sup> gas/jam pada kondisi beban puncak, sedangkan *low pressure line* berfungsi untuk memenuhi kebutuhan gas di Jayapura *Peaker* dan Jayapura *Load Follower* yang sama-sama menggunakan wartsila dual fuel diesel engine sebagai pembangkit listrik dengan total kapasitas gas sebesar 15,3 t/h atau setara dengan 20.630 m<sup>3</sup> gas/jam pada kondisi beban puncak. Adapun perhitungan diameter pipa dapat menggunakan rumus sebagai berikut :

$$D_i = \sqrt{\frac{4 \times Q}{v \times \pi}}$$

Keterangan :

$D_i$  = Diameter dalam (m)

$Q$  = Kapasitas pompa *ballast* (m<sup>3</sup>/h)

$v$  = Kecepatan aliran (m/s). Menurut Oregon LNG Project, kecepatan maksimal natural gas dalam pipa ialah 22,86 m/s, maka dari itu kecepatan aliran yang digunakan ialah 21 m/s atau setara dengan 75.600 m/h

Ketika diameter telah diketahui maka dicari *pressure drop* yang terjadi pada jalur pipa gas untuk dapat mentukan tekanan kerja yang akan diberikan pada pipa agar gas yang tersalurkan menuju pembangkit telah memenuhi tekanan berdasarkan spesifikasi mesin pada pembangkit. Menurut paper yang berjudul “*Considerations About Equations for Steady State Flow in Natural Gas Pipelines*” menyatakan bahwa untuk dapat mengetahui besarnya pressure drop pada pipa gas ialah sesuai dengan rumus di halaman berikutnya.

$$P_1^2 - P_2^2 = 4.810 Q_{st}^{1.82} L d D^{-4.82}$$

Keterangan :

$P_1^2$  = Tekanan masuk pipa (Pa)

$P_2^2$  = Tekanan keluar pipa (Pa)

$Q_{st}$  = Debit gas (Nm<sup>3</sup>/s)

$L$  = Panjang pipa (m)

$d$  = Gas relative density

$D$  = Diameter pipa (m)

Sedangkan untuk dapat mengetahui ketebalan pipa minimal dapat menggunakan rumus sesuai dengan DNV *part 4, chapter 6, section 9* ialah sebagai berikut :

$$t = t_0 + c$$

dimana  $t_0$  dapat diketahui dengan rumus sebagai berikut :

$$t_0 = \frac{p D}{20 \sigma_t e + p}$$

Menurut DNV *part 5, chapter 5, section 6* menyatakan bahwa  $\sigma_t$  ialah nilai terkecil dari :

$$\frac{\sigma_B}{2.7} \text{ atau } \frac{\sigma_F}{1.8}$$

Keterangan :

$t$  = Tebal pipa minimum (mm)

$t_0$  = *Strength tickhness* (mm)

$c$  = *corrosion allowance* (mm)

$\sigma_B$  = *Specified minimum tensile strength at room temperature* (N/mm<sup>2</sup>)

$\sigma_F$  = *Specified lower minimum yield stress or 0.2% proof stress at room temperature* (N/mm<sup>2</sup>)

$D$  = Diameter luar (mm)

$e$  = *Strength ratio* (bernilai 1 untuk *seamless pipe*)

$p$  = Tekanan yang bekerja pada pipa (bar)

Berdasarkan keterangan tersebut, maka dari itu perhitungan pada masing – masing pipa ialah sebagai berikut :

#### 4.13.1. Low Pressure Line

Dalam menentukan diameter pipa *low pressure line* dibutuhkan beberapa perhitungan yang dibahas pada halaman selanjutnya :

### 1. Diameter Dalam dari *Low Pressure Line*

Adapun perhitungan diameter dalam dari pipa *natural gas low pressure line* menuju pembangkit listrik ialah sebagai berikut :

$$D_i = \sqrt{\frac{4 \times 20.630}{75.600 \times 3.14}}$$

$$D_i = 0.58 \text{ m}$$

### 2. *Pressure Drop*

$$P_1^2 - P_2^2 = 4.810 Q_{st}^{1.82} L d D^{-4.82}$$

$$P_1 = \sqrt{(4.810 Q_{st}^{1.82} L d D^{-4.82} + P_2^2)}$$

$$P_1 = \sqrt{(4.810 \times 5,73^{1.82} \times 3500 \times 0,7 \times 0.58 - 4,82) + 700.000^2}$$

$$P_1 = 702364 \text{ Pa} = 7,02364 \text{ bar.}$$

Maka *pressure drop* yang terjadi di sepanjang pipa ialah 0,02364 bar.

### 3. Tebal Pipa minimum dari *Low Pressure Line*

Adapun perhitungan tebal minimal pipa *natural gas low pressure line* menuju pembangkit listrik ialah sebagai berikut :

$$t_0 = \frac{8 \times 610}{20 \times 242,6 \times 1 + 8}$$

$$t_0 = 1.004 \text{ mm}$$

Dari beberapa perhitungan diatas maka spesifikasi pipa gas *low pressure line* yang terpilih ialah sebagai berikut :

Standar	: ASME B36.19M
Diameter nominal	: 600 mm
Schedule	: 5 S
Diameter luar	: 610 mm
Ketebalan	: 5,54 mm
Diameter internal	: 598,92 mm

#### 4.13.2. *High Pressure Line*

Dalam menentukan diameter pipa *high pressure line* dibutuhkan beberapa perhitungan sebagai berikut :

### 1. Diameter Dalam dari *High Pressure Line*

Adapun perhitungan diameter dalam dari pipa *natural gas low pressure line* menuju pembangkit listrik ialah sebagai berikut :

$$D_i = \sqrt{\frac{4 \times 20.000}{75.600 \times 3.14}}$$

$$D_i = 0.57 \text{ m}$$

## 2. Pressure Drop

$$P_1^2 - P_2^2 = 4.810 Q_{st}^{1.82} L d D^{-4.82}$$

$$P_1 = \sqrt{(4.810 Q_{st}^{1.82} L d D - 4.82) + P_2^2}$$

$$P_1 = \sqrt{(4.810 \times 5,55^{1.82} \times 3500 \times 0,7 \times 0.57 - 4.82) + 2.700.000^2}$$

$$P_1 = 2.700.742 \text{ Pa} = 27,00742 \text{ bar.}$$

Maka *pressure drop* yang terjadi di sepanjang pipa ialah 0, 00742 bar.

## 3. Tebal Pipa minimum dari *High Pressure Line*

Adapun perhitungan tebal minimal pipa *natural gas low pressure line* menuju pembangkit listrik ialah sebagai berikut :

$$t_0 = \frac{27 \times 610}{20 \times 242,6 \times 1 + 27}$$

$$t_0 = 3,4 \text{ mm}$$

Dari beberapa perhitungan diatas maka spesifikasi pipa gas *low pressure line* yang terpilih ialah sebagai berikut :

Standar : ASME B36.19M

Diameter nominal : 600 mm

Schedule : 5 S

Diameter luar : 610 mm

Ketebalan : 5,54 mm

Diameter internal : 598,92 mm

## 4.14. Perhitungan Pompa LNG

Pompa LNG yang digunakan harus mampu memompa LNG menuju AAV dengan tekanan masuk AAV sebesar 8 bar dikarenakan tekanan natural gas inlet pada GUV di pembangkit membutuhkan tekanan sekitar 6 - 10 bar.

### 1. Perhitungan *Head Total*

Dalam perhitungan head total untuk pompa LNG, beberapa perhitungan head dihitung terlebih dahulu. Adapun perhitungan head pada sistem, untuk memompa LNG menuju AAV dengan tekanan 8 bar pada AAV ialah sebagai berikut :

- Perhitungan *Head Sistem*

$H_s$  = Perbedaan jarak secara vertikal dari *suction well* ke *overboard*.  
= 5,5 m

$H_p$  = Perbedaan tekanan pada *suction well* ke *overboard*.

$$= \frac{(8-1) \times 100.000}{431,22 \times 9,8} \text{ m}$$

$$= 165,64 \text{ m}$$

$$\begin{aligned}
H_v &= \text{Perbedaan kecepatan pada } suction \text{ well ke } overboard. \\
&= \frac{v_2^2 - v_1^2}{2g} \text{ m} \\
&= \frac{(2,5)^2 - 0^2}{2 \times 9,8} \text{ m} \\
&= 0,32 \text{ m}
\end{aligned}$$

- Perhitungan *Friction Head Loss* pada Sistem

*Friction factor* pada sistem sangat dipengaruhi oleh 2 bilangan yaitu bilangan *Reynold* dan *relative roughness*. Adapun perhitungan *friction head loss* ialah sebagai berikut :

$$Re = \frac{D \times V}{\nu}$$

Keterangan :

$Re$  = Bilangan *Reynold*.  
 $D$  = Diameter internal (m)  
 $V$  = Kecepatan aliran (m/s)  
 $\nu$  = Koefisien viskositas kinematik

Maka bilangan *Reynold* pada *suction line* ialah sebagai berikut :

$$\begin{aligned}
Re &= \frac{0,1082 \times 2,5}{3,5 \times 10^{-7}} \\
&= 9,2 \times 10^5
\end{aligned}$$

$$Relative \text{ roughness} = \frac{\varepsilon}{D}$$

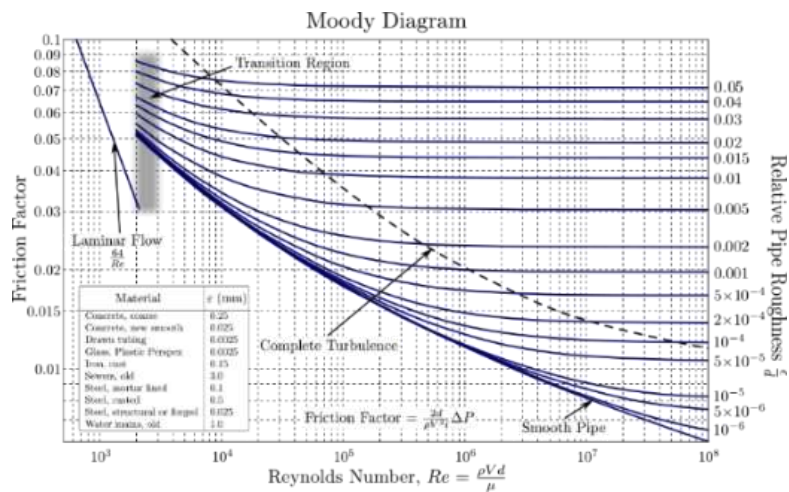
Keterangan :

$\varepsilon$  = 0,015 mm untuk *stainless steel*.  
 $D$  = Diameter internal pipa.

Maka nilai *relative roughness* ialah sebagai berikut :

$$\begin{aligned}
Relative \text{ roughness} &= \frac{\varepsilon}{D} \\
&= \frac{0,015 \text{ mm}}{108,2 \text{ mm}} \\
&= 0,00014
\end{aligned}$$

Dari nilai bilangan *Reynold* dan *relative roughness* maka nilai  $f$  (*friction factor*) dapat diketahui melalui pembacaan pada *moody diagram* seperti pada gambar 4.12 pada halaman selanjutnya.



Gambar 4.11. Moody Diagram  
Sumber : <https://upload.wikimedia.org/wikipedia>

Dari gambar diatas maka didapat nilai *friction factor* sebesar 0,2 sehingga *friction headloss* dapat dihitung dengan rumus seperti dibawah ini :

$$H_f = \frac{f \times L \times v^2}{(D \times 2g)}$$

Keterangan :

- f* = *friction factor*  
 L = Panjang *suction line* (m)  
 V = Kecepatan aliran (m/s).  
 g = Percepatan gravitasi bumi (m/s<sup>2</sup>)

Maka *head loss* mayor pada *suction line* ialah sebagai berikut :

$$H_f = \frac{0,2 \times 89,3 \times 2^2}{(0.1082 \times 2 \times (9,8))}$$

$$H_f = 5,7 \text{ m}$$

- Perhitungan *Minor Head Loss* pada Sistem

Adapun beberapa *fitting* yang terpasang pada sistem ini ialah sebagai berikut :

Tabel 4.4. *Fitting* pada *Suction Line Ballast System*

No	Item	n	k	n x k
1	<i>Elbow 90°</i>	3	0.51	1.53
2	<i>Ball Valve</i>	2	0.05	0.1

Lanjutan tabel 4.4.

No	Item	n	k	n x k
3	NRV	1	1,7	1,7
4	T-joint	5	1,02	5,1
			Total	8,43

Berdasarkan tabel 4.4 maka dapat dihitung *head loss* minor pada *suction line* yaitu sebagai berikut :

$$H_m = \frac{(\sum n.k) \times v^2}{2g}$$

Keterangan :

$H_m$  = *Head loss* minor (m)

$k$  = faktor *pressure drop* pada *fitting*.

$v$  = Kecepatan aliran (m/s)

$g$  = Percepatan gravitasi bumi (m/s<sup>2</sup>)

Maka *head loss* minor pada *suction line* ialah sebagai berikut :

$$\begin{aligned} H_m &= \frac{8,43 \times (2,5)^2}{2 \times 9,8} \\ &= 2,68 \text{ m} \end{aligned}$$

Dari perhitungan diatas, maka dapat dihitung *total head* yang dibutuhkan untuk memompa LNG hingga AAV dengan tekanan 8 bar yaitu sebagai berikut :

$$\begin{aligned} H_{tot} &= H_s + H_p + H_v + H_f + H_m + \text{tambahan ketinggian akibat } cargo \text{ cover} \\ &= 5,5\text{m} + 165,64\text{m} + 0,32\text{m} + 5,7\text{m} + 2,68\text{m} + 5,86\text{m} \\ &= 185,7 \text{ m} \end{aligned}$$

Dari perhitungan debit LNG *sendout line* dan *total head* pada pembahasan sebelumnya maka pompa LNG yang terpilih memiliki spesifikasi sebagai berikut :

Merk	= EBARA
Desain Temperatur	= -196°C
Maximum Flow	= 80 m <sup>3</sup> /h
Maximum Head	= 332 m
NPSH range	= 0,3 – 1 m
Maximum Power	= 75 kW pada 85 hz, maka pada 50 hz dilakukan interpolasi.
Maximum RPM	= 5100 RPM
Type	= Submersible Pump

#### 4.15. Perhitungan *Mooring Capstan*

Menurut DNV *part 3, chapter 11, section 1*, untuk dapat menentukan spesifikasi dari peralatan tambat maka terlebih dahulu menghitung *equipment numeral* dengan rumus seperti pada dibawah ini :

$$EN = \Delta^{2/3} + 2 \cdot B \cdot H + 0.1 A$$

- D : *displacement* yang direncanakan pada air laut dengan massa jenis 1,025 ton/m<sup>3</sup> (ton) hingga garis air muatan penuh pada musim panas = 10.525 ton
- h : tinggi efektif dari garis air muatan penuh hingga bagian paling atas bangunan kapal = a +  $\Sigma h_i$
- a : jarak dari garis air muatan penuh, amidship, hingga dek di atas pada sisinya = 4.65 m
- $\Sigma h_i$  : total tinggi superstructure dan deckhouse, diukur dari garis tengah pada tiap deretan bertingkat yang memiliki lebar lebih dari B/4 = 9 m
- A : luas (m<sup>2</sup>) tampak samping dari lambung kapal kapal, superstructure, dan bangunan yang memiliki lebar lebih dari B/4 yang terletak di atas garis air muatan penuh dalam panjang L dan hingga tinggi h = 1.056 m<sup>2</sup>
- EN = 1.464,56

Dari perhitungan EN, diambil kesimpulan berdasarkan tabel 1 pada DNV *part 3, chapter 11, section 1* seperti pada gambar 4.11.

Equipment number	Equipment letter	Stockless bower anchors		Stud-link chain cables				Towline (guidance)		Mooring lines <sup>1)</sup> (guidance)		
		Number	Mass per anchor kg	Total length				Steel or fibre ropes		Steel or fibre ropes		
				m	VL K1 mm	VL K2 mm	VL K3 mm	Minimum length m	Minimum breaking strength kN	Number	Length of each m	Minimum breaking strength kN
400 to 449	m	2	1290	385	36	32	28	180	250	4	140	98
450 to 499	n	2	1440	412.5	38	34	30	180	277	4	140	108
500 to 549	o	2	1590	412.5	40	34	30	190	306	4	160	123
550 to 599	p	2	1740	440	42	36	32	190	338	4	160	132
600 to 659	q	2	1920	440	44	38	34	190	371	4	160	147
660 to 719	r	2	2100	440	46	40	36	190	406	4	160	157
720 to 779	s	2	2280	467.5	48	42	36	190	441	4	170	172
780 to 839	t	2	2460	467.5	50	44	38	190	480	4	170	186
840 to 909	u	2	2640	467.5	52	46	40	190	518	4	170	201
910 to 979	v	2	2850	495	54	48	42	190	559	4	170	216
980 to 1059	w	2	3060	495	56	50	44	200	603	4	180	230
1060 to 1139	x	2	3300	495	58	50	46	200	647	4	180	250
1140 to 1219	y	2	3540	522.5	60	52	46	200	691	4	180	270
1220 to 1299	z	2	3780	522.5	62	54	48	200	738	4	180	284
1300 to 1399	A	2	4050	522.5	64	56	50	200	786	4	180	309

Gambar 4.12. *List Equipment Numeral.*

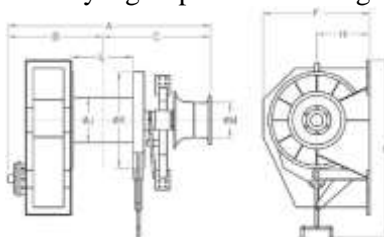
Sumber : DNV *part 3, chapter 11, section 1*, 2015.



Dari gambar 4.13 dapat dilihat bahwa *equipment numeral* 1.464,56 berada pada 1390 – 1479. Dengan demikian maka spesifikasi *mooring winch* ialah sebagai berikut :

Jumlah : 4  
 Panjang Tali : 180 m  
*Minimum Breaking Strength* : 324 Kn

Maka dari itu *mooring winch* yang terpilih ialah sebagai berikut :



Gambar 4.13. Mooring Winch  
 Sumber : *Lifting and Marine Service*

Panjang Tali : 220 m  
*Holding Load* : 350 Kn  
 Power : 62 kW

#### 4.16. Perhitungan Nitrogen Generator

Menurut DNV GL *part 5, chapter 5, section 18*, bahwa kebutuhan gas *inert* mengacu pada DNV GL *part 5, chapter 3, section 11* yang menyatakan bahwa sistem inert gas harus dapat mensuplai sekurang-kurangnya 125% dari aliran maksimal yang keluar dari *storage tank* (volume yang berkiurang dari *storage tank*). Adapun perhitungan kebutuhan inert gas pada FSRU Jayapura ialah sebagai berikut :

$$\text{Inert Gas Capacity} = 125\% \times \left( \frac{\text{natural gas sendout capacity at peak condition}}{\text{gas expansion ratio}} \right)$$

$$\text{Inert Gas Capacity} = 125\% \times \left( \frac{41.700 \frac{\text{Nm}^3}{\text{h}}}{581,47} \right)$$

$$\text{Inert Gas Capacity} = 125\% \times 71,71 \frac{\text{Nm}^3}{\text{h}}$$

$$\text{Inert Gas Capacity} = 89,64 \frac{\text{Nm}^3}{\text{h}}$$

Dari perhitungan diatas maka spesifikasi *inert gas generator* yang dipilih ialah sebagai berikut :

Merk = NOXERIOR  
 Tipe = NM-27M

$$\text{Kapasitas Maksimal} = 131,4 \frac{\text{Nm}^3}{\text{h}}$$

$$\text{Berat} = 380 \text{ kg}$$

$$\text{Power Consumption} = 2,3 \text{ kW}$$

#### 4.17. Perhitungan Sistem *Ballast*

Seperti yang dijelaskan pada landasan teori, sistem *ballast* pada FSRU ini memiliki 2 fungsi utama yaitu sebagai berikut :

1. Menjaga stabilitas dari FSRU terutama pada muatan kosong.
2. Menjaga kondisi FSRU agar tetap dalam kondisi *even keel* yang disebabkan dari adanya muatan LNG yang telah diregasifikasi sehingga berat dari suatu tangki menjadi berkurang.

Pada FSRU ini memiliki 4 (empat) tangki *ballast* dengan kapasitas sebagai berikut :

Tabel 4.5. Tangki *Ballast* pada FSRU

Tangki <i>Ballast</i> (P/S)	Volume (m <sup>3</sup> )
1	929.04
2	929.04
3	1003.66
4	1003.66
<b>TOTAL</b>	<b>3865.4</b>

Waktu yang dibutuhkan untuk *de-ballasting* 1 tangki adalah 8 jam, ini bertujuan untuk dapat menggabungkan pompa bilga dan *ballast* menjadi pompa *general service* sehingga dapat mereduksi biaya investasi.

##### 4.17.1. Perhitungan Kapasitas Pompa *Ballast*

Perhitungan kapasitas pompa *ballast* tergantung dari lamanya waktu yang dibutuhkan untuk *deballasting*. Adapun perhitungan kapasitas pompa ialah sebagai berikut :

$$Q = \frac{V}{t}$$

Keterangan :

Q = Kapasitas pompa *ballast* (m<sup>3</sup>/h)

V = Volume 1 (satu) tangki *ballast* (m<sup>3</sup>)

t = Waktu yang dibutuhkan untuk *deballasting* (h)

Maka kapasitas pompa *ballast* ialah sebagai berikut :

$$Q = \frac{1.003,66}{8}$$

$$= 125,46 \text{ m}^3/\text{h}$$

$$= 0,035 \text{ m}^3/\text{s}$$

#### 4.17.2. Perhitungan Diameter Pipa Utama

Perhitungan diameter pipa utama sistem *ballast* dapat menggunakan rumus 2.2 pada bab 2, seperti berikut :

$$D_{in} = \sqrt{\frac{4 Q}{v \pi}}$$

Keterangan :

Q = Kapasitas pompa *ballast* ( $\text{m}^3/\text{h}$ )

v = Kecepatan aliran ( $\text{m/s}$ )

Maka Diameter internal pipa utama ialah :

$$dH = \sqrt{\frac{4 \times 0,035}{3 \times 3,14}}$$

$$dH = 121,64 \text{ mm}$$

$$dH = 4,79 \text{ inch}$$

Berdasarkan perhitungan diatas maka spesifikasi pipa utama sistem *ballast* ialah sebagai berikut :

Standar	: ANSI	
Diameter nominal	: 125 mm	
Diameter luar	: 5,563 inch	= 141,3 mm
Ketebalan	: 0.28 inch	= 7,1 mm
Diameter internal	: 5,003 inch	= 127,076 mm

#### 4.17.3. Perhitungan Head pompa Ballast

Dalam perhitungan *head* total untuk pompa *ballast*, beberapa perhitungan head dihitung terlebih dahulu. Adapun perhitungan head pada sistem, untuk dapat membuang air laut dari tangki *ballast* menuju *overboard* ialah sebagai berikut:

##### 1. Perhitungan Head Sistem

$$H_s = \text{Perbedaan jarak secara vertikal dari } \textit{suction well} \text{ ke } \textit{overboard}.$$

$$= 5,5 \text{ m}$$

$$H_p = \text{Perbedaan tekanan pada } \textit{suction well} \text{ ke } \textit{overboard}.$$

$$= 0 \text{ bar}$$

$$H_s = \text{Perbedaan kecepatan pada } \textit{suction well} \text{ ke } \textit{overboard}.$$

$$= 0 \text{ m/s}$$

## 2. Perhitungan *Head Loss* pada *Suction Line*

$$Re = \frac{D \times V}{\nu}$$

Keterangan :

Re = Bilangan *Reynold*.

D = Diameter internal (m)

V = Kecepatan aliran (m/s)

$\nu$  = Koefisien viskositas kinematik

Maka bilangan *Reynold* pada *suction line* ialah sebagai berikut :

$$\begin{aligned} Re &= \frac{0,127 \times 3}{1,0029 \times 10^{-6}} \\ &= 380.126,2 \end{aligned}$$

Dimana aliran ini bersifat turbulen, maka dari itu menurut buku “Pompa dan Kompresor Ir.Sularso” menyatakan bahwa apabila aliran dalam suatu pipa ialah turbulence maka *head loss* mayor dapat dihitung dengan rumus sebagai berikut :

$$H_f = \frac{\lambda \times L \times v^2}{(D \times 2g)}$$

Keterangan :

$\lambda = (0.02 + 0.0005)/D = 0,024$

L = Panjang *suction line* (m)

V = Kecepatan aliran (m/s).

g = Percepatan gravitasi bumi (m/s<sup>2</sup>)

Maka *head loss* mayor pada *suction line* ialah sebagai berikut :

$$\begin{aligned} H_f &= \frac{0,0232 \times 80 \times 2^{(2)}}{(0,15 \times 2 \times (9,8))} \\ H_f &= 6,279 \text{ m} \end{aligned}$$

Selanjutnya akan dihitung *head loss* minor yang dipengaruhi oleh *fitting* dari suatu sistem.

Adapun beberapa *fitting* pada sistem ini ialah sebagai berikut :

Tabel 4.6. *Fitting* pada *Suction Line Ballast System*

No	Item	n	k	n x k
1	<i>Elbow 90°</i>	1	0,51	0,51
2	<i>Butterfly Valve</i>	1	0,77	0,77
3	<i>Strainer</i>	1	0,75	0,75
4	<i>NRV</i>	1	1,7	1,7

Lanjutan tabel 4.6.

No	Item	n	k	n x k
5	T-Joint	3	1,02	3,06
6	Flange	4	0,87	3,48
7	Flexible Joint	1	0,08	0,08
			Total	10,35

Berdasarkan tabel 4.5 maka dapat dihitung *head loss* minor pada *suction line* yaitu sebagai berikut :

$$H_m = \frac{(\sum n.k) \times v^2}{2g}$$

Keterangan :

$H_m$  = *Head loss* minor (m)  
 $k$  = faktor *pressure drop* pada *fitting*.  
 $v$  = Kecepatan aliran (m/s)  
 $g$  = Percepatan gravitasi bumi (m/s<sup>2</sup>)

Maka *head loss* minor pada *suction line* ialah sebagai berikut :

$$\begin{aligned}
 H_m &= \frac{10,35 \times 2^2}{2 \times 9,8} \\
 &= 2,11 \text{ m}
 \end{aligned}$$

Jadi total *head loss* pada *suction line* ialah :

$$\begin{aligned}
 \text{Total } head \text{ loss} &= H_f + H_m \\
 &= 6,279 \text{ m} + 2,11 \text{ m} \\
 &= 8,389 \text{ m}
 \end{aligned}$$

### 3. Perhitungan *Head Loss* pada *Discharge Line*

$$Re = \frac{D \times V}{\nu}$$

Keterangan :

$Re$  = Bilangan *Reynold*.  
 $D$  = Diameter internal (m)  
 $V$  = Kecepatan aliran (m/s)  
 $\nu$  = Koefisien viskositas kinematik

Maka bilangan *Reynold* pada *suction line* ialah sebagai berikut :

$$\begin{aligned}
 Re &= \frac{0,127 \times 3}{1,0029 \times 10^{-6}} \\
 &= 380.126,2
 \end{aligned}$$

Dimana aliran ini bersifat turbulen, maka dari itu menurut buku “Pompa dan Kompresor Ir.Sularso” menyatakan bahwa apabila

aliran dalam suatu pipa ialah turbulence maka *head loss* mayor dapat dihitung dengan rumus sebagai berikut :

$$H_f = \frac{\lambda \times L \times v^2}{(D \times 2g)}$$

Keterangan :

$\lambda$  =  $(0.02 + 0.0005)/D = 0,024$

$L$  = Panjang *suction line* (m)

$V$  = Kecepatan aliran (m/s).

$g$  = Percepatan gravitasi bumi ( $m/s^2$ )

Maka *head loss* mayor pada *suction line* ialah sebagai berikut :

$$H_f = \frac{0,024 \times 22 \times 2^2}{(0.127 \times 2(9,8))}$$

$$H_f = 0,63 \text{ m}$$

Selanjutnya setelah diketahui *head loss* mayor maka akan dihitung *head loss* minor yang dipengaruhi oleh *fitting* dari suatu sistem. Adapun beberapa *fitting* pada sistem ini ialah sebagai berikut :

Tabel 4.7. *Fitting pada Discharge Line Ballast System*

No	Item	N	k	n x k
1	<i>Butterfly Valve</i>	2	0.77	1,54
2	<i>Non Return Valve</i>	2	1.7	3,4
3	<i>T connector</i>	3	0,3	0,9
			Total	5,84

Berdasarkan tabel diatas maka dapat dihitung *head loss* minor pada *suction line* yaitu sebagai berikut :

$$H_m = \frac{(\Sigma n.k) \times v^2}{2g}$$

Keterangan :

$H_m$  = *Head loss* minor (m)

$k$  = faktor *pressure drop* pada *fitting*.

$v$  = Kecepatan aliran (m/s)

$g$  = Percepatan gravitasi bumi ( $m/s^2$ )

Maka *head loss* minor pada *suction line* ialah sebagai berikut :

$$\begin{aligned} H_m &= \frac{5,84 \times 2^2}{2 \times 9,8} \\ &= 1,19 \text{ m} \end{aligned}$$

Jadi total *head loss* pada *suction line* ialah :

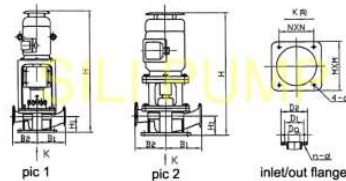
$$\begin{aligned}\text{Total head loss} &= H_f + H_m \\ &= 0,63 \text{ m} + 1,19 \text{ m} \\ &= 1,82 \text{ m}\end{aligned}$$

#### 4.17.4. Pemilihan Pompa *Ballast*

Dari perhitungan diatas maka dapat diketahui bahwa *head total* ialah sebagai berikut :

$$\begin{aligned}\text{Head total sistem ballast} &= \text{head total suction} + \text{head total discharge} \\ &= 8,389 \text{ m} + 1,82 \text{ m} \\ &= 10,2 \text{ m}\end{aligned}$$

Dari hasil perhitungan *head total* dan debit maka dapat dilakukan pemilihan terhadap spesifikasi pompa. Pompa yang terpilih ialah :



Gambar 4.14. Pompa *Ballast*

Sumber : Silipump

Merk : Sili Pump  
Tipe : 150 CLH- 6  
Kapasitas : 150 m<sup>3</sup>/h  
Head : 50 m  
Power : 37 kW

#### 4.18. Perhitungan Sistem Bilga

Perhitungan sistem bilga ialah sangat penting mengingat keselamatan *crew* FSRU. Adapun perhitungan sistem bilga pada FSRU JAYAPURA ialah sesuai dengan perhitungan pada halaman selanjutnya :

##### 4.18.1. Perhitungan Diameter Pipa Utama

Perhitungan diameter pipa utama bilga ialah dengan menggunakan persamaan DNV *part 4, section 6, chapter 4, 8.4.1.* sesuai dengan persamaan 2.4 pada bab 2, yaitu seperti dibawah ini.

$$d = 25 + 1,68 \sqrt{L (B + D)} \text{ mm}$$

Keterangan :

$d$  = Diameter internal pipa utama  
 $L$  = 103.88 m  
 $D$  = 8,1 m  
 $B$  = 32,2 m

Maka perhitungan diameter ialah sebagai berikut.

$$d = 25 + 1,68 \sqrt{103,88 (32,2 + 8,1 \text{ mm})}$$

$$d = 133,7 \text{ mm} = 5,26 \text{ inch}$$

Berdasarkan perhitungan diatas maka spesifikasi pipa utama sistem bilga ialah sebagai berikut :

Standar	: ANSI	
Diameter nominal	: 6 inch	
Diameter luar	: 6.625 inch	= 168,3 mm
Ketebalan	: 0.28 inch	= 7,1 mm
Diameter internal	: 6,065 inch	= 154, 051 mm

#### 4.18.2. Perhitungan Diameter Pipa Cabang

Perhitungan diameter pipa cabang sistem bilga ialah dengan menggunakan persamaan DNV *part 4, section 6, chapter 4, 8.4.3* sesuai dengan persamaan 2.5 di bab 2, yaitu seperti dibawah ini.

$$d_B = 25 + 2,16 \sqrt{c (B + D \text{ mm})}$$

Keterangan :

$d_B$	= Diameter internal pipa cabang
$c$	= Panjang kompartemen = 37,1 m
$D$	= 8,1 m
$B$	= 32,2 m

Maka perhitungan diameter ialah sebagai berikut.

$$d_B = 25 + 2,16 \sqrt{37,1 (32,2 + 8,1 \text{ mm})}$$

$$d_B = 108,5 \text{ mm} = 4,27 \text{ inch}$$

Berdasarkan perhitungan diatas maka spesifikasi pipa utama sistem bilga ialah sebagai berikut :

Standar	: ANSI	
Diameter nominal	: 5 inch	
Diameter luar	: 5,563 inch	= 141,3 mm
Ketebalan	: 0.258 inch	= 6,5 mm
Diameter internal	: 5,047 inch	= 128,194 mm

#### 4.18.3. Perhitungan Kapasitas Pompa Bilga

Menurut DNV GL, kapasitas pompa bilga ialah sesuai dengan rumus persamaan dibawah ini :

$$Q = \frac{5,75 d^2}{10^3}$$



Keterangan :

Q = Debit pompa bilga (m<sup>3</sup>/h)

d = Diameter utama pipa bilga (mm)

Berdasarkan pada persamaan diatas, maka perhitungan debit pompa bilga ialah sebagai berikut :

$$Q = \frac{5,75 \times 154,05^2}{1000}$$

$$Q = 136,46 \text{ m}^3/\text{h}$$

$$Q = 0,038 \text{ m}^3/\text{s}$$

#### 4.18.4. Perhitungan *Head* Sistem Bilga

Dalam perhitungan *head* total untuk pompa *ballast*, beberapa perhitungan head dihitung terlebih dahulu. Adapun perhitungan head pada sistem, untuk dapat membuang air laut dari *fore peak tank* menuju *overboard* ialah sebagai berikut:

##### 1. Perhitungan *Head* Pompa

Hs = Perbedaan jarak secara vertikal dari *suction well* ke *overboard*.  
= 5,5 m

Hp = Perbedaan tekanan pada *suction well* ke *overboard*.  
= 0 bar

Hs = Perbedaan kecepatan pada *suction well* ke *overboard*.  
= 0 m/s

##### 2. Perhitungan *Head Loss* pada *Suction Line*

$$Re = \frac{D \times V}{\nu}$$

Keterangan :

Re = Bilangan *Reynold*.

D = Diameter internal (m)

V = Kecepatan aliran (m/s)

$\nu$  = Koefisien viskositas kinematik

Maka bilangan *Reynold* pada *suction line* ialah sebagai berikut :

$$\begin{aligned} Re &= \frac{0,154 \times 2}{1,0029 \times 10^{-6}} \\ &= 307.180,45 \end{aligned}$$

Dimana aliran ini bersifat turbulen, maka dari itu menurut buku “Pompa dan Kompresor Ir.Sularso” menyatakan bahwa apabila

aliran dalam suatu pipa ialah turbulence maka *head loss* mayor dapat dihitung dengan rumus sebagai berikut :

$$H_f = \frac{\lambda \times L \times v^2}{(D \times 2g)}$$

Keterangan :

- $\lambda$  =  $(0.02+0.0005)/D = 0,0232$   
 $L$  = Panjang *suction line* (m)  
 $V$  = Kecepatan aliran (m/s).  
 $g$  = Percepatan gravitasi bumi (m/s<sup>2</sup>)

Maka *head loss* mayor pada *suction line* ialah sebagai berikut :

$$H_f = \frac{0,0232 \times 103 \times 2^{(2)}}{(0.154 \times 2(9,8))}$$

$$H_f = 3,17 \text{ m}$$

Selanjutnya akan dihitung *head loss* minor yang dipengaruhi oleh *fitting* dari suatu sistem. Adapun beberapa *fitting* pada sistem ini ialah sesuai dengan tabel 4.8.

Tabel 4.8. *Fitting* pada *Suction Line* Sistem Bilga

No	Aksesoris	n	k	n x k
1	<i>Butterfly valve</i>	2	0,68	1.36
2	<i>Elbow 90°</i>	3	0,45	1.35
3	<i>Non Return Valve</i>	1	1,5	1,5
4	<i>NRV Remotely</i>	2	1,5	3
5	<i>Bellmounted pipe end</i>	1	1	1
6	<i>Strainer</i>	1	1.5	1.5
7	<i>T Joint</i>	8	0,3	2,4
8	<i>Flange</i>	5	0.87	4.35
9	<i>Flexible Joint</i>	2	0.08	0.16
Total				16,62

Berdasarkan tabel 4.8 maka dapat dihitung *head loss* minor pada *suction line* yaitu sebagai berikut :

$$H_m = \frac{(\Sigma n.k) \times v^2}{2g}$$

Keterangan :

- $H_m$  = *Head loss* minor (m)  
 $k$  = faktor *pressure drop* pada *fitting*.

$v$  = Kecepatan aliran (m/s)  
 $g$  = Percepatan gravitasi bumi (m/s<sup>2</sup>)

Maka *head loss* minor pada *suction line* ialah sebagai berikut:

$$\begin{aligned}
 H_m &= \frac{16,62 \times 2^2}{2 \times 9,8} \\
 &= 3,4 \text{ m}
 \end{aligned}$$

Jadi total *head loss* pada *suction line* ialah :

$$\begin{aligned}
 \text{Total head loss} &= H_f + H_m \\
 &= 3,17 \text{ m} + 3,4 \text{ m} \\
 &= 6,57 \text{ m}
 \end{aligned}$$

### 3. Perhitungan *Head Loss* pada *Discharge Line*

$$Re = \frac{D \times V}{\nu}$$

Keterangan :

$Re$  = Bilangan *Reynold*.  
 $D$  = Diameter internal (m)  
 $V$  = Kecepatan aliran (m/s)  
 $\nu$  = Koefisien viskositas kinematik

Maka bilangan *Reynold* pada *suction line* ialah sebagai berikut:

$$\begin{aligned}
 Re &= \frac{0,154 \times 2}{1,0029 \times 10^{-6}} \\
 &= 307.180,45
 \end{aligned}$$

Dimana aliran ini bersifat turbulen, maka dari itu menurut buku “Pompa dan Kompresor Ir.Sularso” menyatakan bahwa apabila aliran dalam suatu pipa ialah *turbulence* maka *head loss* mayor dapat dihitung dengan rumus sebagai berikut.

$$H_f = \frac{\lambda \times L \times v^2}{(D \times 2g)}$$

Keterangan :

$\lambda$  =  $(0,02 + 0,0005)/D = 0,0232$   
 $L$  = Panjang *suction line* (m)  
 $V$  = Kecepatan aliran (m/s).  
 $g$  = Percepatan gravitasi bumi (m/s<sup>2</sup>)

Maka *head loss* mayor pada *suction line* ialah sebagai berikut :

$$\begin{aligned}
 H_f &= \frac{0,0232 \times 20 \times 2^2}{(0,154 \times 2(9,8))} \\
 H_f &= 0,53 \text{ m}
 \end{aligned}$$

Selanjutnya setelah diketahui *head loss* mayor maka akan dihitung *head loss* minor yang dipengaruhi oleh *fitting* dari suatu sistem. Adapun beberapa *fitting* pada sistem ini ialah sebagai berikut :

Tabel 4.9. *Fitting* pada *Discharge Line* Sistem Bilga

No	Accesoris	n	k	n x k
1	<i>Butterfly valve</i>	2	0.68	1,36
2	<i>Elbow 90°</i>	1	0.45	0,45
3	<i>Non Return Valve</i>	2	1.5	3
4	<i>T Joint</i>	2	0,3	0,6
Total				5,41

Berdasarkan tabel diatas maka dapat dihitung *head loss* minor pada *suction line* yaitu sebagai berikut :

$$H_m = \frac{(\sum n.k) \times v^2}{2g}$$

Keterangan :

- $H_m$  = *Head loss* minor (m)  
 $k$  = faktor *pressure drop* pada *fitting*.  
 $v$  = Kecepatan aliran (m/s)  
 $g$  = Percepatan gravitasi bumi (m/s<sup>2</sup>)

Maka *head loss* minor pada *suction line* ialah sebagai berikut:

$$\begin{aligned}
 H_m &= \frac{5,41 \times 2^2}{2 \times 9,8} \\
 &= 1,1 \text{ m}
 \end{aligned}$$

Jadi total *head loss* pada *suction line* ialah :

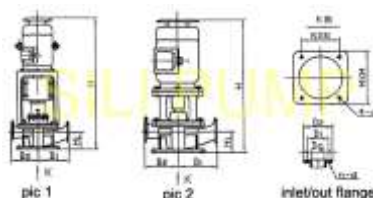
$$\begin{aligned}
 \text{Total head loss} &= H_f + H_m \\
 &= 0,53 \text{ m} + 1,1 \text{ m} \\
 &= 1,63 \text{ m}
 \end{aligned}$$

#### 4.18.5. Pemilihan Pompa Bilga

Dari perhitungan 4.12.4.2 dan 4.12.4.3 maka dapat diketahui bahwa *head total* ialah sebagai berikut :

$$\begin{aligned}
 \text{Head total sistem bilga} &= \text{head total suction} + \text{head total discharge} \\
 &= 6,57 \text{ m} + 1,63 \text{ m} \\
 &= 8,2 \text{ m}
 \end{aligned}$$

Dari hasil perhitungan *head total* dan debit maka dapat dilakukan pemilihan terhadap spesifikasi pompa. Pompa yang terpilih ialah sesuai dengan pembahasan di halaman selanjutnya.



Gambar 4.15. Pompa Bilga

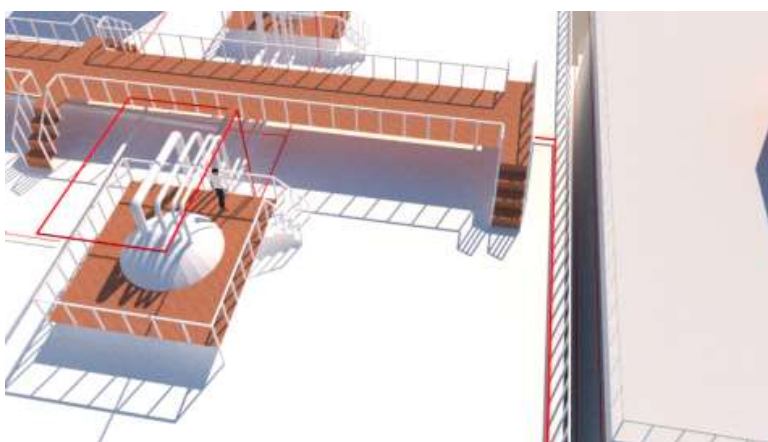
Sumber : Silipump

Merk : Sili Pump  
 Tipe : 150 CLH- 6  
 Kapasitas : 150 m<sup>3</sup>/h  
 Head : 50 m  
 Power : 37 kW

#### 4.19. Perhitungan *Main Fire Pump*

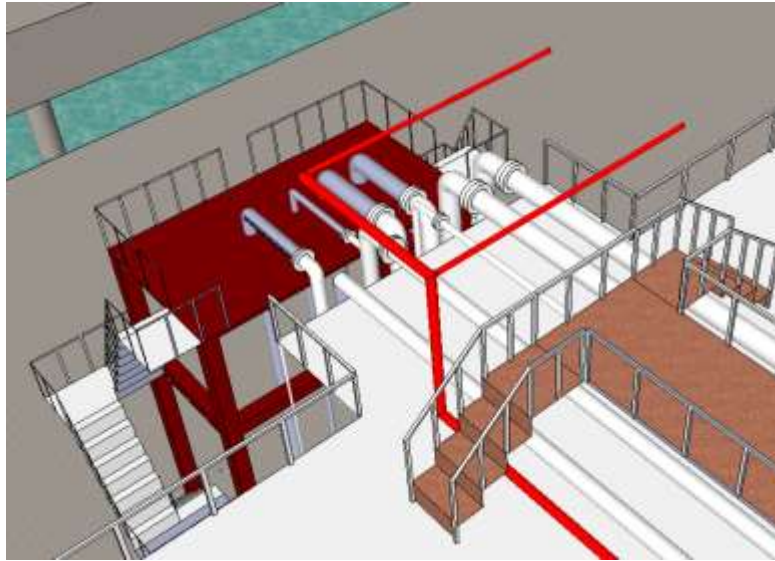
Mengacu pada pembahasan BAB 2, *water spray system* yang berfungsi untuk mencegah terjadinya kebakaran harus dapat di suplai pada beberapa area seperti di bawah ini :

1. Bagian dari *exposed storage tank domes* dan bagian *storage tank storage tank* yang muncul, seperti pada gambar 4.16.

Gambar 4.16. Pipa *Water Spray* pada *Storage Tank Domes* di FSRU Jayapura.

Pada gambar diatas diperlihatkan bahwa pada *storage tank dome* pada FSRU Jayapura terdapat pipa *fire fighting* yang berfungsi mengalirkan air lau menuju *nozzle* yang terpasang pada pipa tersebut.

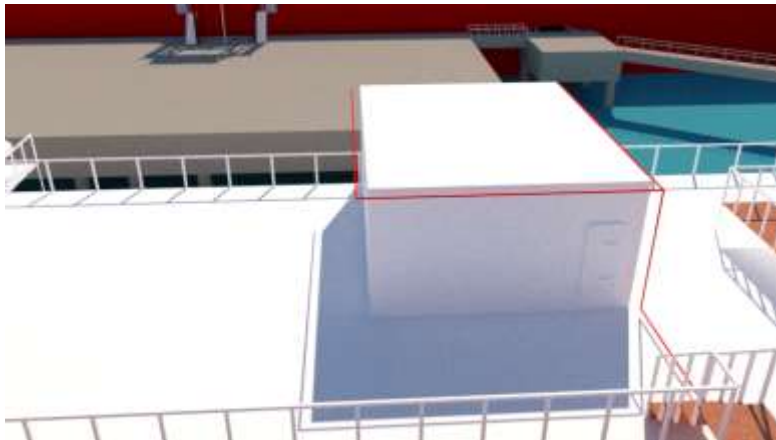
2. *Storage vessel* yang terdapat pada *open deck*.
3. *Discharge* dan *loading manifold* baik *liquid* maupun *gas*.



Gambar 4.17. Pipa *Water Spray* pada *Discharge* dan *Loading Manifold*.

Pada gambar 4.17 diatas dapat dilihat konfigurasi pemasangan pipa *water spray* pada *discharge* dan *loading manifold* pada FSRU Jayapura.

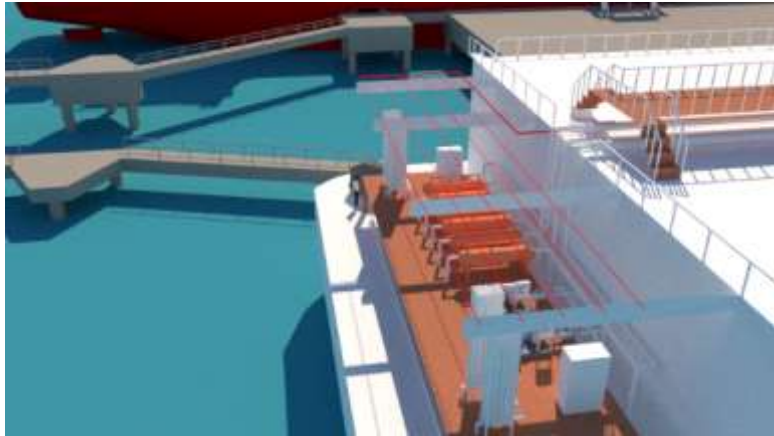
#### 4. Batas terhadap bangunan pada FSRU.



Gambar 4.18. Pipa *Water Spray* pada *Cargo Machinery Room* di FSRU Jayapura.

Pada gambar 4.18 diatas diperlihatkan bahwa pada *dry powder room* pada FSRU Jayapura terdapat pipa *fire fighting* yang berfungsi mengalirkan air lau menuju *nozzle* yang terpasang pada pipa tersebut.

5. *Gas pre-treatment atau lequifaction plant.*



Gambar 4.19. Pipa *Water Spray* pada *Regasification Area* di FSRU Jayapura.

Pada gambar diatas diperlihatkan bahwa tepat diatas *regasification facilities* pada FSRU Jayapura terdapat pipa *fire fighting* yang berfungsi mengalirkan air lau menuju *nozzle* yang terpasang pada pipa tersebut dan disangga oleh pelat memanjang yang di las pada *cargo cover*.

6. *Turret area.*

Pada DNV GL *chapter 2, section 9* juga disebutkan bahwa Jumlah debit ini diambil nilai aliran air terbanyak pada suatu *area* tertentu, yang mana dalam hal ini area dengan debit terbanyak adalah *cargo area*. Adapun jumlah debit yang diperlukan ialah  $217 \text{ m}^3/\text{h}$ . maka dari itu perhitungan perpipaan dan pompa pada sistem pemadam kebakaran pada FSRU ini ialah sebagai berikut :

**4.19.1. Perhitungan Diameter Pipa Utama**

Perhitungan diameter pipa cabang sistem pemadam kebakaran dapat menggunakan rumus seperti berikut :

$$dH = \sqrt{\frac{4 Q}{v \pi}}$$

Keterangan :

Q = Kapasitas pompa *ballast* ( $\text{m}^3/\text{h}$ )

v = Kecepatan aliran (m/s)

Maka Diameter internal pipa utama ialah :

$$dH = \sqrt{\frac{4 \times 0,0602}{3 \times 3,14}}$$

$$dH = 0,159 \text{ m}$$

$$dH = 159 \text{ mm}$$

Berdasarkan perhitungan diatas maka spesifikasi pipa utama sistem *ballast* ialah sebagai berikut :

Standar	:	ANSI	
Diameter nominal	:	8 inch	
Diameter luar	:	8,626 inch	= 219,1 mm
Ketebalan	:	0,322 inch	= 8,17 mm
Diameter internal	:	7,983 inch	= 202,76 mm

#### 4.19.2. Perhitungan *Head Pompa Fire Fighting*

Dalam perhitungan *head* total untuk pompa *fire fighting*, beberapa perhitungan head dihitung terlebih dahulu. Adapun perhitungan head pada sistem, untuk dapat mengalirkan air laut menuju *water spray nozzle* pada *dome* dari tangki LNG terjauh ialah sebagai berikut:

##### 1. Perhitungan *Head* Sistem

$H_s$  = Perbedaan jarak secara vertikal dari *suction well* ke *overboard*.  
= 14,5 m

$H_p$  = Perbedaan tekanan pada *suction well* ke *overboard*.  
= 39,78 m

$H_v$  = Perbedaan kecepatan pada *suction well* ke *overboard*.  
= 0 m/s

##### 2. Perhitungan *Head Loss* pada *Suction Line*

$$Re = \frac{D \times V}{\nu}$$

Keterangan :

$Re$  = Bilangan *Reynold*.

$D$  = Diameter internal (m)

$V$  = Kecepatan aliran (m/s)

$\nu$  = Koefisien viskositas kinematik

Maka bilangan *Reynold* pada *suction line* ialah sebagai berikut :

$$Re = \frac{0,127 \times 3}{1,0029 \times 10^{-6}} = 380.126,2$$

Dimana aliran ini bersifat turbulen, maka dari itu menurut buku “Pompa dan Kompresor Ir.Sularso” menyatakan bahwa apabila



aliran dalam suatu pipa ialah turbulence maka *head loss* mayor dapat dihitung dengan rumus sebagai berikut :

$$H_f = \frac{\lambda \times L \times v^2}{(D \times 2g)}$$

Keterangan :

$$\lambda = (0.02 + 0.0005)/D = 0,024$$

L = Panjang *suction line* (m)

V = Kecepatan aliran (m/s).

g = Percepatan gravitasi bumi (m/s<sup>2</sup>)

Maka *head loss* mayor pada *suction line* ialah sebagai berikut :

$$H_f = \frac{0,12 \times 6 \times 3^2}{(0.202 \times 2 \times (9,8))}$$

$$H_f = 1,64 \text{ m}$$

Selanjutnya akan dihitung *head loss* minor yang dipengaruhi oleh *fitting* dari suatu sistem. Adapun beberapa *fitting* pada sistem ini ialah sesuai dengan tabel 4.10.

Tabel 4.10. *Fitting* pada *Suction Line Fire Fighting System*

No	Jenis	n	k	n x k
1	<i>Butterfly valve</i>	2	0,6	1,2
2	<i>Strainer</i>	2	0,75	1,5
3	<i>Gate valve</i>	1	0.11	0,11
4	<i>T Joint</i>	1	0,28	1,28
			Total	4,09

Berdasarkan tabel 4.10 maka dapat dihitung *head loss* minor pada *suction line* yaitu sebagai berikut :

$$H_m = \frac{(\sum n.k) \times v^2}{2g}$$

Keterangan :

H<sub>m</sub> = *Head loss* minor (m)

k = faktor *pressure drop* pada *fitting*.

v = Kecepatan aliran (m/s)

g = Percepatan gravitasi bumi (m/s<sup>2</sup>)

Maka *head loss* minor pada *suction line* ialah sebagai berikut :

$$H_m = \frac{4,09 \times 2^2}{2 \times 9,8}$$

$$= 0,83 \text{ m}$$

Jadi total *head loss* pada *suction line* ialah :

$$\begin{aligned}\text{Total head loss} &= H_f + H_m \\ &= 1,64 \text{ m} + 0,83 \text{ m} \\ &= 2,47\end{aligned}$$

### 3. Perhitungan *Head Loss* pada *Discharge Line*

$$Re = \frac{D \times V}{\nu}$$

Keterangan :

Re = Bilangan *Reynold*.

D = Diameter internal (m)

V = Kecepatan aliran (m/s)

$\nu$  = Koefisien viskositas kinematik

Maka bilangan *Reynold* pada *suction line* ialah sebagai berikut :

$$\begin{aligned}Re &= \frac{0,127 \times 3}{1,0029 \times 10^{-6}} \\ &= 380.126,2\end{aligned}$$

Dimana aliran ini bersifat turbulen, maka dari itu menurut buku “Pompa dan Kompresor Ir.Sularso” menyatakan bahwa apabila aliran dalam suatu pipa ialah turbulence maka *head loss* mayor dapat dihitung dengan rumus sebagai berikut :

$$H_f = \frac{\lambda \times L \times v^2}{(D \times 2g)}$$

Keterangan :

$\lambda = (0.02 + 0.0005)/D = 0,024$

L = Panjang *suction line* (m)

V = Kecepatan aliran (m/s).

g = Percepatan gravitasi bumi ( $\text{m/s}^2$ )

Maka *head loss* mayor pada *suction line* ialah sebagai berikut :

$$\begin{aligned}H_f &= \frac{0,121 \times 30 \times 3^2}{(0.202 \times 2(9,8))} \\ H_f &= 8,24 \text{ m}\end{aligned}$$

Selanjutnya akan dihitung *head loss* minor yang dipengaruhi oleh *fitting* dari suatu sistem. Adapun beberapa *fitting* pada sistem ini ialah sesuai dengan tabel 4.11.

Tabel 4.11. *Fitting pada Discharge Line Fire Fighting System*

No	Jenis	N	k	n x k
1	<i>Elbow 90°</i>	12	0,42	5,04
2	<i>Butterfly v/v</i>	5	0,63	3,15
3	<i>NRV</i>	1	1,4	1,4
4	<i>T Joint</i>	5	0,28	1,4
Total				10,99

Berdasarkan tabel 4.11 maka dapat dihitung *head loss* minor pada *suction line* yaitu sebagai berikut :

$$H_m = \frac{(\sum n.k) \times v^2}{2g}$$

Keterangan :

$H_m$  = *Head loss* minor (m)

$k$  = faktor *pressure drop* pada *fitting*.

$v$  = Kecepatan aliran (m/s)

$g$  = Percepatan gravitasi bumi (m/s<sup>2</sup>)

Maka *head loss* minor pada *suction line* ialah sebagai berikut :

$$H_m = \frac{10,99 \times 2^2}{2 \times 9,8} \\ = 2,24 \text{ m}$$

Jadi total *head loss* pada *suction line* ialah :

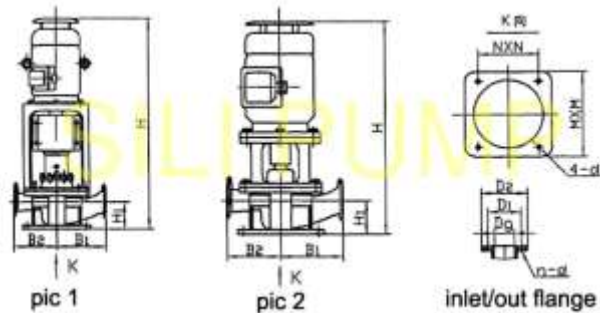
$$\begin{aligned} \text{Total head loss} &= H_f + H_m \\ &= 8,24 \text{ m} + 2,24 \text{ m} \\ &= 10,48 \end{aligned}$$

#### 4.19.3. Pemilihan Pompa

Dari perhitungan 4.19.4.2 dan 4.19.4.3 maka dapat diketahui bahwa *head total* ialah sebagai berikut :

$$\begin{aligned} \text{Head total sistem bilga} &= \text{head total suction} + \text{head total discharge} + \\ &\quad \text{head statis} + \text{head tekanan} + \text{head} \\ &\quad \text{kecepatan} \\ &= 2,47 \text{ m} + 10,48 \text{ m} + 14,5 + 39,78 \text{ m} + 0 \text{ m} \\ &= 67,23 \text{ m} \end{aligned}$$

Dari hasil perhitungan *head total* dan debit maka dapat dilakukan pemilihan terhadap spesifikasi pompa. Pompa yang terpilih ialah sesuai dengan spesifikasi yang ditampilkan pada halaman selanjutnya.

Gambar 4.20. Pompa *Fire Fighting*

Sumber : Silipump

Merk : Sili Pump  
 Tipe : 150 CLH- 10  
 Kapasitas : 260 m<sup>3</sup>/h  
 Head : 80 m  
 Power : 37 kW

#### 4.20. Perhitungan *Emergency Fire Pump*

*Emergency fire pump* pada FSRU JAYAPURA diletakkan pada kompartemen di belakang kamar mesin dengan mempertimbangkan pernyataan yang tertulis pada SOLAS *Chapter II-2, 2.2.3.2.2, 2004* yaitu tidak ada akses secara langsung dari ruangan *emergency fire pump* dengan *engine room*.

##### 4.20.1. Kapasitas *Emergency Fire Pump*

Penentuan kapasitas *emergency fire pump* pada FSRU JAYAPURA sesuai dengan SOLAS *Chapter II-2, 2.2.4.2, 2004* yang menyatakan bahwa apabila pemasangan pompa melebihi jumlah minimal yang ditentukan, maka kapasitas pompa tersebut memiliki sekurang-kurangnya debit sebesar 25 m<sup>3</sup>/h dan dapat mensuplai 2 *fire nozzle* secara bersamaan,

##### 4.20.2. Diameter Pipa *Emergency Fire Pump*

Diameter pipa *emergency fire pump* ialah disesuaikan dengan diameter pipa utama *fire fighting* dengan spesifikasi sebagai berikut:

Standar : ANSI  
 Diameter nominal : 8 inch  
 Diameter luar : 8,626 inch = 219,1 mm  
 Ketebalan : 0,322 inch = 8,17 mm  
 Diameter internal : 7,983 inch = 202,76 mm

Dikarenakan diameter pipa yang digunakan ialah sama dengan debit yang jauh lebih kecil, maka kecepatan air laut dapat dihitung dengan persamaan sebagai berikut :

$$v = \frac{Q}{\pi \times \frac{d^2}{4}}$$

Keterangan :

Q = Debit pompa yang direncanakan (m<sup>3</sup>/h)

d = Diameter internal pipa (m)

v = Kecepatan air laut pada pipa (m/h)

Dari persamaan diatas maka kecepatan air laut dalam pipa *fire fighting* apabila menggunakan *emergency fire pump* ialah sebagai berikut :

$$v = \frac{25}{3,14 \times \frac{0,202^2}{4}}$$

$$v = 780,5 \frac{m}{h} = 0,217 \frac{m}{s}$$

#### 4.20.3. Perhitungan *Head Emergency Fire Pump*

Dalam perhitungan *head* total untuk pompa *emergency fire fighting*, beberapa perhitungan *head* dihitung terlebih dahulu. Adapun perhitungan *head* pada sistem, untuk dapat mengalirkan air laut menuju *water spray nozzle* pada *dome* dari tangki LNG terjauh ialah sesuai pada halaman berikutnya.

##### 1. Perhitungan *Head* Sistem

Hs = Perbedaan jarak secara vertikal dari *suction well* ke *overboard*.  
= 12 m

Hp = Perbedaan tekanan pada *suction well* ke *overboard*.  
= 39,78 m

Hs = Perbedaan kecepatan pada *suction well* ke *overboard*.  
= 0 m/s

##### 2. Perhitungan *Reynold Number*

$$Re = \frac{D \times V}{\nu}$$

Keterangan :

Re = Bilangan *Reynold*.

$D$  = Diameter internal (m)  
 $V$  = Kecepatan aliran (m/s)  
 $\nu$  = Koefisien viskositas kinematik

Maka bilangan *Reynold* pada *suction line* ialah sebagai berikut:

$$\begin{aligned}
 Re &= \frac{0,202 \times 0,217}{1,0029 \times 10^{-6}} \\
 &= 43.707
 \end{aligned}$$

### 3. Perhitungan *Head Loss* pada *Suction Line*

Berdasarkan perhitungan bilangan *Reynold* dapat disimpulkan bahwa aliran air bersifat turbulen, maka dari itu menurut buku “Pompa dan Kompresor Ir.Sularso” menyatakan bahwa apabila aliran dalam suatu pipa ialah *turbulence* maka *head loss* mayor dapat dihitung dengan rumus sebagai berikut :

$$H_f = \frac{\lambda \times L \times v^2}{(D \times 2g)}$$

Keterangan :

$\lambda$  =  $(0.02+0.0005)/D$   
 $L$  = Panjang *suction line* (m)  
 $V$  = Kecepatan aliran (m/s).  
 $g$  = Percepatan gravitasi bumi ( $m/s^2$ )

Maka *head loss* mayor pada *suction line* ialah sebagai berikut:

$$\begin{aligned}
 H_f &= \frac{0,101 \times 6 \times 0,217^2}{(0,202 \times 2 \times (9,8))} \\
 H_f &= 0.007 \text{ m}
 \end{aligned}$$

Selanjutnya akan dihitung *head loss* minor yang dipengaruhi oleh *fitting* dari suatu sistem. Adapun beberapa *fitting* pada sistem ini ialah sesuai dengan tabel 4.12.

Tabel 4.12. *Fitting pada Suction Line Emergency Fire Fighting*

No	Jenis	N	k	n x k
1	Elbow 90o	1	0,42	0.42
2	Butterfly v/v	2	0,63	1.26
3	Strainer	2	0,75	1.5
4	NRV	1	1,4	1,4
5	Gate Valve	1	0,11	0.11
6	T Joint	1	0,28	0,28
Total				4,97

Berdasarkan tabel 4.12 maka dapat dihitung *head loss* minor pada *suction line* yaitu sebagai berikut :

$$H_m = \frac{(\Sigma n.k) \times v^2}{2g}$$

Keterangan :

$H_m$  = *Head loss* minor (m)  
 $k$  = faktor *pressure drop* pada *fitting*.  
 $v$  = Kecepatan aliran (m/s)  
 $g$  = Percepatan gravitasi bumi ( $m/s^2$ )

Maka *head loss* minor pada *suction line* ialah sebagai berikut:

$$\begin{aligned} H_m &= \frac{4,97 \times 0,217^2}{2 \times 9,8} \\ &= 0,012 \text{ m} \end{aligned}$$

Jadi total *head loss* pada *suction line* ialah :

$$\begin{aligned} \text{Total } head \text{ loss} &= H_f + H_m \\ &= 0,007 \text{ m} + 0,012 \text{ m} \\ &= 0,019 \text{ m} \end{aligned}$$

#### 4. Perhitungan *Head Loss* pada *Discharge Line*

Dikarenakan aliran ini bersifat turbulen, maka dari itu menurut buku “Pompa dan Kompresor Ir.Sularso” menyatakan bahwa apabila aliran dalam suatu pipa ialah turbulence maka *head loss* mayor dapat dihitung dengan rumus sebagai berikut :

$$H_f = \frac{\lambda \times L \times v^2}{(D \times 2g)}$$

Keterangan :

$\lambda$  =  $(0,02+0,0005)/D$   
 $L$  = Panjang *suction line* (m)  
 $V$  = Kecepatan aliran (m/s).  
 $g$  = Percepatan gravitasi bumi ( $m/s^2$ )

Maka *head loss* mayor pada *suction line* ialah sebagai berikut :

$$\begin{aligned} H_f &= \frac{0,101 \times 46 \times 0,217^2}{(0,202 \times 2 \times (9,8))} \\ H_f &= 0,055 \text{ m} \end{aligned}$$

Selanjutnya akan dihitung *head loss* minor yang dipengaruhi oleh *fitting* dari suatu sistem. Adapun beberapa *fitting* pada sistem ini ialah sebagai berikut :

Tabel 4.13. *Fitting pada Discharge Line Emergency Fire Fighting*

No	Jenis	N	k	n x k
1	<i>Elbow 90°</i>	14	0,42	5,88
2	<i>Butterfly v/v</i>	6	0,63	3,78
3	<i>NRV</i>	1	1,4	1,4
4	<i>T Joint</i>	6	0,28	1,68
Total				12,74

Berdasarkan tabel 4.13 maka dapat dihitung *head loss* minor pada *suction line* yaitu sebagai berikut :

$$H_m = \frac{(\sum n.k) \times v^2}{2g}$$

Keterangan :

$H_m$  = *Head loss* minor (m)

$k$  = faktor *pressure drop* pada *fitting*.

$v$  = Kecepatan aliran (m/s)

$g$  = Percepatan gravitasi bumi (m/s<sup>2</sup>)

Maka *head loss* minor pada *suction line* ialah sebagai berikut :

$$H_m = \frac{12,74 \times 0,217^2}{2 \times 9,8} = 0,03 \text{ m}$$

Jadi total *head loss* pada *suction line* ialah :

$$\begin{aligned} \text{Total head loss} &= H_f + H_m \\ &= 0,055 \text{ m} + 0,03 \text{ m} \\ &= 0,085 \text{ m} \end{aligned}$$

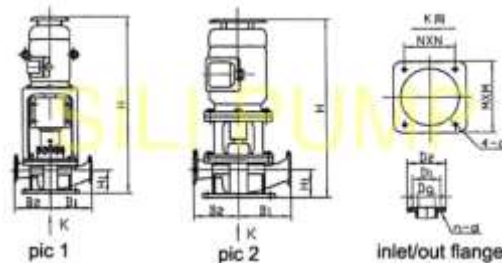
#### 4.20.4. Pemilihan *Emergency Fire Pump*

Dari perhitungan 4.20.4.2 dan 4.20.4.3 maka dapat diketahui bahwa *head total* ialah sebagai berikut :

$$\begin{aligned} \text{Head total sistem} &= \text{head total suction} + \text{head total discharge} + \\ &\quad \text{head statis} + \text{head tekanan} + \text{head kecepatan} \\ &= 0,019 \text{ m} + 0,085 \text{ m} + 12 \text{ m} + 39,78 \text{ m} + 0 \text{ m} \\ &= 51,884 \text{ m} \end{aligned}$$

Dari hasil perhitungan *head total* dan debit maka dapat dilakukan pemilihan terhadap spesifikasi pompa. Pompa yang terpilih ialah sesuai dengan yang ditampilkan di halaman selanjutnya :





Gambar 4.21. Pompa *Emergency Fire Fighting*  
Sumber : Silipump

Merk : Sili Pump  
Tipe : 65 CLH- 4.5  
Kapasitas : 30 m<sup>3</sup>/h  
Head : 65 m  
Power : 11 kW  
Berat : 171 kg

#### 4.21. Perhitungan *Dry Powder*

Mengacu pada pembahasan di BAB 2, tabel 2.7, maka kebutuhan *dry powder* di FSRU Jayapura ialah sebagai berikut :

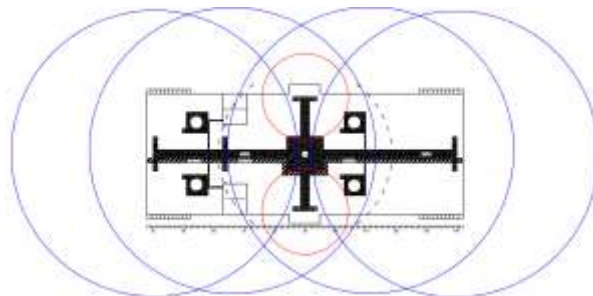
##### 1. *Loading dan Export Manifold Area*

Pada *loading dan export manifold area* digunakan *powder monitor* sebagai alat untuk mensuplai *powder* pada daerah tersebut. Adapun perhitungannya ialah sebagai berikut :

$$\begin{aligned}\text{Kapasitas Dry Powder} &= 2 \times 10 \text{ kg/s} \times 45 \text{ s} \\ &= 900 \text{ kg}\end{aligned}$$

##### 2. Diluar *Loading dan Export Manifold Area*

Pada area diluar *loading dan export manifold* digunakan *hand hoses* dengan radius tidak melebihi 33 m, sehingga apabila di *plot* pada *general arrangement* ialah sebagai berikut :



Gambar 4.22. Peletakan *Hand Hoses* dan *Monitor*.

Gambar 4.22 merupakan *cargo cover* dari FSRU Jayapura. Pada gambar tersebut terlihat konfigurasi peletakan *hand hoses* dan *dry powder monitor*. Lingkaran biru menunjukkan radius dari panjang maksimal *hand hoses* yang bias diraih, namun lingkaran merah ialah radius semprotan *dry powder* oleh *dry powder monitor*.

Dari pembahasan diatas maka dapat disimpulkan bahwa *hand hoses* untuk *dry powder* pada FSRU Jayapura ialah 4 buah. Adapun perhitungan kebutuhan *dry powder* untuk *hand hoses* ialah sebagai berikut :

$$\begin{aligned}\text{Kapasitas Dry Powder} &= 4 \times 3,5 \text{ kg/s} \times 45 \text{ s} \\ &= 630 \text{ kg}\end{aligned}$$

Berdasarkan pembahasan diatas maka total kebutuhan *dry powder* ialah sebesar 1530 kg. Maka dari itu spesifikasi *dry powder* yang terpilih ialah dengan menggunakan 2 kali tangki *dry powder* dengan kapasitas masing – masing 1.133,9 kg seperti pada gambar dibawah ini.



Gambar 4.23. *Dry Powder Skid*

Sumber : <https://www.burnerfire.com/equipment/dry-chemical-systems/>

Pada gambar diatas merupakan *dry powder skid* milik perusahaan *BurnerFire*.

#### 4.22. Perhitungan CO<sub>2</sub>

Mengacu pada pembahasan di Bab 2 mengenai CO<sub>2</sub>, maka pada pembahasan ini akan dilakukan perhitungan kebutuhan CO<sub>2</sub> pada FSRU Jayapura. Adapun perhitungan kebutuhan CO<sub>2</sub> pada FSRU Jayapura ialah sebagai berikut.

1. Perhitungan volume CO<sub>2</sub> yang dibutuhkan untuk dapat mensuplai kamar mesin dan *cargo machinery room* pada *cargo cover* karena pada ruangan ini terdapat kompresor BOG.

$$\begin{aligned}\text{Volume CO}_2 \text{ yang dibutuhkan} &= 45 \% \times (1.869 \text{ m}^3 + 117,6 \text{ m}^3) \\ &= 893,97 \text{ m}^3\end{aligned}$$

2. Perhitungan massa CO<sub>2</sub> berdasarkan volume yang telah ditentukan.

$$\begin{aligned}\text{Massa CO}_2 \text{ yang dibutuhkan} &= \rho \text{ CO}_2 \times \text{Volume CO}_2 \\ &= 1,97 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \times 893,97 \text{ m}^3\end{aligned}$$

$$= 1.761,12 \text{ kg}$$

3. Menentukan jumlah CO<sub>2</sub> sesuai dengan spesifikasi yang digunakan.

$$\begin{aligned} \text{Jumlah tabung CO}_2 &= \frac{\text{massa CO}_2}{\text{massa tiap tabung}} \\ &= \frac{1.761,12 \text{ kg}}{45 \text{ kg}} \\ &= 39,136 \text{ tabung} = 40 \text{ tabung} \end{aligned}$$



Gambar 4.24. Tabung CO<sub>2</sub> pada Kapal  
Sumber : [gasdepo.co.id](http://gasdepo.co.id)

Pada gambar 4.24 diatas dapat dilihat penyusunan tabung CO<sub>2</sub> dan *hoses* yang menghubungkan antar tabung.

#### 4.23. Perhitungan Berat Struktural

Mengacu pada pembahasan di BAB 2 mengenai berat struktural, maka pada pembahasan ini akan dilakukan perhitungan *equipment numeral* seperti persamaan 2.8.

$$E = L \times (B + T) + 0,85 L \times (H - T) + 0,85 (l_1 \times h_1) + 0,75 (l_2 \times h_2)$$

$$E = 97,5 \text{ m} \times (32,2 \text{ m} + 4,6 \text{ m}) + 0,85 \times 97,5 \text{ m} \times (8,1 \text{ m} - 4,6 \text{ m}) + 0,85 (72,8 \text{ m} \times 7,09 \text{ m}) + 0,75 (7,8 \text{ m} \times 9 \text{ m})$$

$$E = 4.369,37$$

Berdasarkan persamaan 2.7 maka berat struktural ialah sebagai berikut :

$$W_{st} = K \times E^{1,36}$$

$$W_{st} = 0,032 \times (4.369,37)^{1,36}$$

$$W_{st} = 0,032 \times 89.324,3$$

$$W_{st} = 3.215,67 \text{ ton}$$

### 1.24. Perhitungan Generator Tahap 1

Pada perhitungan generator tahap 1 diasumsikan bahwa generator yang digunakan ialah wartsila 6L20DF dengan daya output sebesar 960 kW dengan mengacu pada FSRU PAC OCEAN dengan kapasitas 25.000m<sup>3</sup> yang menggunakan generator dengan daya 960 kW. Perhitungan untuk *engine service* telah dihitung berdasarkan *project guide* Wartsila 6L26 DF untuk dapat di-input pada perhitungan daya generator. Apabila pada perhitungan daya tahap 1 ini kapasitas generator Wartsila 6L26 DF tidak memenuhi atau terlalu besar, maka akan dipilih generator lain serta akan dilakukan perhitungan ulang. Adapun perhitungan daya pada semua sistem di FSRU ialah sebagai berikut :

Tabel 4.14. List Daya Perhitungan Generator Tahap 1

No	Peralatan	Siang (CL)	Siang (IL)	Malam (CL)	Malam (IL)
1	Penerangan dan <i>Stop Contact</i> . • <i>Main Deck</i> • <i>2<sup>nd</sup> Deck</i> • <i>3<sup>rd</sup> Deck</i> • <i>Platform</i> • <i>Tanktop</i> • <i>Cargo Area</i>	• 1,04 kW • 11,78 kW • 5,54 kW • 3,88 kW • 1,35 kW • 0,67 kW	- - - - - -	• 4,5 kW • 12,79 kW • 6,55 kW • 3,88 kW • 1,35 kW • 10,77 kW	- - - - - -
2	Radio Komunikasi • VHF • NAVTEX • Inmarsat B • Inmarsat C • MF/HF	• 0,03 kW • 0,02 kW • 0,26 kW • 0,11 kW • 0,16 kW	- - - - -	• 0,03 kW • 0,02 kW • 0,26 kW • 0,11 kW • 0,16 kW	- - - - -
3	<i>Fire Detectors and Alarms</i> • <i>Horn</i> • <i>Flame Detector</i> • <i>Fire Panel</i> • <i>Heat Detector</i> • <i>Smoke Detector</i> • <i>Alarm</i>	• 0,2 kW • 0,01 kW • 0,04 kW • 0,01 kW • 0,01 kW • 0,01 kW	- - - - - -	• 0,2 kW • 0,01 kW • 0,04 kW • 0,01 kW • 0,01 kW • 0,01 kW	- - - - - -
4	<i>Hull Machinery</i> • AHU • <i>Provision Crane</i>	• 2,32 kW -	- • 5,37 kW	• 2,32 kW -	- -

Lanjutan tabel 4.14.

No	Peralatan	Siang (CL)	Siang (IL)	Malam (CL)	Malam (IL)
5	<i>General Service</i> • GS Pump • OWS • Fire Pump • OWS Pump	- - - -	•50,6 kW •3,58 kW •47,8 kW •0,67 kW	- - - -	•50,6 kW •3,58 kW •47,8 kW •0,67 kW
6	<i>Engine Service</i> • FO transfer pump • Purifier • Separator pump • Separator heater • Standby Pump • LO Separator • LO pre-heater • LO Separator Pump • LO Standby Pump • Kompresor • Cooling Pump • Pre-Heater	- - - - - - - - - - - -	•0,84 kW •0,48 kW •0,14 kW •5,89 kW •1,02 kW •0,48 kW •3,16 kW •10,8 kW •10,8 kW •1,16 kW •6,71 kW •10,7 kW	- - - - - - - - - - -	•0,84 kW •0,48 kW •0,14 kW •5,89 kW •1,02 kW •0,48 kW •3,16 kW •10,8 kW •10,8 kW •1,16 kW •6,71 kW •10,7 kW
7	Regasifikasi • LNG Pump • LNG Kompresor • LNG HP Pump	- - • 75 kW	•40 kW •12 kW -	- - • 75 kW	•40 kW •12 kW -
8	<i>Loading System</i> • Hoses Crane • N2 Generator	- -	•16,8 kW •6,32 kW	- -	•16,8 kW •6,32 kW
9	<i>Ventilation</i> • Blower	•11,7 kW	-	•11,7 kW	-

Pada tabel diatas merupakan hasil *input* data *power* yang telah dihitung, apabila di-jumlah, maka *total load* terbesar ialah pada malam hari dan kondisi *loading* dikarenakan saat *loading* LNG pompa *fire fighting* pada FSRU JAYAPURA di-start yang dimana memiliki daya paling besar yakni 70 kW. Adapun perhitungan daya pada generator ialah sebagai berikut :

*Number Load* = *Continuous Load* + *Intermittent Load* + *Diversity*

*Number Load* = 54,3 kW + 291,16 kW + (0,55 x 291,16 kW)

*Number Load* = 505,61 kW

Apabila ditambah kebutuhan untuk arus *start* pada *fire fighting pump* maka,  
 Daya generator = *Number Load* + (3 x *daya pompa saat Start*)  

$$= 444,24 \text{ kW} + (3 \times 70 \text{ kW})$$

$$= 726,6 \text{ kW}$$

Sehingga apabila menggunakan Wartsila 6L20DF, daya yang digunakan hanya 76,5 % saat start dan 53,2 % saat kondisi normal. Maka dari itu, pada dipilih generator lain yaitu MAN BW L23/30 DF dengan daya 710 kW. Karena pada perhitungan generator tahap 1 diasumsikan bahwa generator yang digunakan ialah 6L20DF, maka terdapat perubahan pada daya dari *engine service*, sehingga kebutuhan ini akan dihitung ulang sesuai dengan *project guide* MAN BW.

#### 4.22. Perhitungan *Fuel Oil System* MAN BW L23/30 DF

Pada perhitungan *fuel oil system* MAN BW L23/30 DF mengacu pada *project guide* L23/30 DF milik MAN BW, namun apabila ada data yang tidak tercantum pada *project guide* tersebut, maka data akan diambil dari *project guide* lain yang sejenis.

##### 4.22.1. MDO Supply Pump

Mengacu pada *project guide* MAN BW *marine genset* L23/30 DF menyatakan bahwa pompa *supply* MDO untuk mesin L23/30 DF ialah sebagai berikut :

*Head* : 4 bar

Debit : 0,52 m<sup>3</sup>/h

Berdasarkan ketentuan diatas maka spesifikasi MDO *Supply Pump* yang terpilih ialah sebagai berikut :

Merk : IRON PUMP

*Head* : 50 m

Debit : 1,3 m<sup>3</sup>/h

Daya : 0,6705 kW

##### 4.22.2. Purifier Unit

Dikarenakan keterbatasan informasi pada *project guide* MAN BW *marine genset* L23/30 DF maka kapasitas *purifier* mengacu pada *project guide* MAN BW S35 MC. Pada *project guide* tersebut menyatakan bahwa kapasitas dari *purifier* ialah 0,23 liter/kW h, maka kapasitas untuk genset L23/30 DF dengan daya 740 kW ialah 170,2 liter/kW h atau setara dengan 0,1702 m<sup>3</sup>/h untuk mesin L23/30 DF yang memiliki daya 750 kW. Adapun spesifikasi *purifier* yang terpilih ialah pada halaman selanjutnya.

Merk = Alfa Laval  
 Tipe = MIB-303  
 Kapasitas = 760 l/h (maximal)  
 Power = 0,7 kW  
 Berat = 68 kg

#### 4.22.3. MDO Transfer Pump

MDO *transfer pump* digunakan untuk memindahkan MDO dari *storage tank* menuju MDO *daily tank*. kapasitas MDO *transfer pump* sangat ditentukan dari kapasitas *purifier unit* yang dipasang.

##### 1. Perhitungan Diameter Pipa

Diameter pipa dapat dihitung dengan persamaan dibawah ini :

$$d = \sqrt{\frac{4 \times Q}{\pi \times v}}$$

Keterangan :

d = Diameter internal pipa (m)

Q = Kapasitas pompa (m<sup>3</sup>/h)

v = Kecepatan MDO dalam pipa (m/h)

Berdasarkan persamaan diatas maka diameter internal pipa dapat dihitung sebagai berikut :

$$d = \sqrt{\frac{4 \times 0,76}{3,14 \times 360}}$$

d = 0,052 m

d = 52 mm

Maka spesifikasi pipa yang digunakan ialah :

Standar	: ASME
Diameter nominal	: 65 mm
Diameter luar	: 73 mm
Ketebalan	: 8,63 mm
Diameter internal	: 55,74 mm

## 2. Perhitungan *Head* Pompa

Pompa yang akan digunakan sebagai *MDO transfer pump* harus dapat memindahkan MDO dari *storage tank* yang berada pada *double bottom* menuju *daily tank* yang berada pada *platform b* pada *engine room*.

- Perhitungan *Head* Sistem

Hs = Perbedaan jarak secara vertikal.  
= 8 m

Hp = Perbedaan tekanan pada *suction well* ke *overboard*.  
= 0 m

Hs = Perbedaan kecepatan pada *suction well* ke *overboard*.  
= 0 m/s

- Perhitungan *Reynold Number*

$$Re = \frac{D \times V}{\nu}$$

Keterangan :

Re = Bilangan *Reynold*.

D = Diameter internal (m)

V = Kecepatan aliran (m/s)

$\nu$  = Koefisien viskositas kinematik

Maka bilangan *Reynold* pada *suction line* ialah sebagai berikut :

$$\begin{aligned} Re &= \frac{0,05574 \times 0,1}{0,000014} \\ &= 398 \end{aligned}$$

- Perhitungan *Head Loss* pada *Suction Line*

Dikarenakan aliran yang terjadi bersifat laminar, maka nilai *friction factor* ialah sebagai berikut :

$$\begin{aligned} f &= \frac{64}{Re} \\ &= \frac{64}{398} \\ &= 0,16 \end{aligned}$$

Apabila *friction factor* sudah diketahui maka nilai dari *head loss* akibat gesekan dalam pipa dapat dihitung dengan persamaan sebagai berikut :

$$H_f = \frac{f \times L \times v^2}{(D \times 2g)}$$



Keterangan :

- $f$  = friction factor  
 $L$  = Panjang suction line (m)  
 $v$  = Kecepatan aliran (m/s).  
 $g$  = Percepatan gravitasi bumi (m/s<sup>2</sup>)  
 $D$  = Diameter internal pipa (m)

Jadi nilai dari *head loss* mayor ialah :

$$H_f = \frac{0,16 \times 20 \times (0,1)^2}{(0,05574 \times 2 \times 9,8)}$$

$$= 0,03 \text{ m}$$

Selanjutnya akan dihitung *head loss* minor yang dipengaruhi oleh *fitting* dari suatu sistem. Adapun beberapa *fitting* pada sistem ini ialah sebagai berikut :

Tabel 4.15. *Fitting pada Suction Line Fuel Oil System*

No	type	n	k	n x k
1	Elbow 90°	2	0,54	1,08
2	Filter	1	1,5	1,5
3	Butterfly Valve	1	0,81	0,81
4	Safety Valve	2	2,5	5
5	Conjunction T	1	0,36	0,36
6	Bell mounted	1	1	1
			Total	9,67

Berdasarkan tabel 4.15 maka dapat dihitung *head loss* minor pada *suction line* yaitu sebagai berikut :

$$H_m = \frac{(\Sigma n.k) \times v^2}{2g}$$

Keterangan :

- $H_m$  = Head loss minor (m)  
 $k$  = faktor *pressure drop* pada *fitting*.  
 $v$  = Kecepatan aliran (m/s)  
 $g$  = Percepatan gravitasi bumi (m/s<sup>2</sup>)

Maka *head loss* minor pada *suction line* ialah sebagai berikut:

$$H_m = \frac{9,67 \times 0,1^2}{2 \times 9,8}$$

$$= 0,0049 \text{ m}$$

Jadi total *head loss* pada *suction line* ialah :

$$\begin{aligned}
 \text{Total head loss} &= H_f + H_m \\
 &= 0,03 \text{ m} + 0,0049 \text{ m} \\
 &= 0,0349 \text{ m}
 \end{aligned}$$

• **Perhitungan Head Loss pada Discharge Line**

Dikarenakan aliran yang terjadi bersifat laminar, maka nilai *friction factor* ialah sebagai berikut :

$$\begin{aligned}
 f &= \frac{64}{Rn} \\
 &= \frac{64}{398} \\
 &= 0,16
 \end{aligned}$$

Apabila *friction factor* sudah diketahui maka nilai dari *head loss* akibat gesekan dalam pipa dapat dihitung dengan persamaan sebagai berikut :

$$H_f = \frac{f \times L \times v^2}{(D \times 2g)}$$

Keterangan :

$f$  = *friction factor*

$L$  = Panjang *suction line* (m)

$v$  = Kecepatan aliran (m/s).

$g$  = Percepatan gravitasi bumi (m/s<sup>2</sup>)

$D$  = Diameter internal pipa (m)

Jadi nilai dari *head loss* mayor ialah :

$$\begin{aligned}
 H_f &= \frac{0,16 \times 50 \times (0,1)^2}{(0,05574 \times 2 \times 9,8)} \\
 &= 0,073 \text{ m}
 \end{aligned}$$

Selanjutnya setelah diketahui *head loss* mayor maka akan dihitung *head loss* minor yang dipengaruhi oleh *fitting* dari suatu sistem. Adapun beberapa *fitting* pada sistem ini ialah:

Tabel 4.16 Fitting pada *Discharge Line Fuel Oil System*

No	Tipe	n	k	n x k
1	<i>Elbow 90°</i>	3	0,54	1,62
2	<i>Butterfly Valve</i>	7	0.81	5,67
3	<i>SDNRV</i>	1	1,8	1.8
4	<i>Conjunction T</i>	3	0.36	1,08
Total				10,17

Berdasarkan tabel 4.16 maka dapat dihitung *head loss* minor pada *suction line* yaitu sebagai berikut :

$$H_m = \frac{(\sum n.k) \times v^2}{2g}$$

Keterangan :

$H_m$  = *Head loss* minor (m)

$k$  = faktor *pressure drop* pada *fitting*.

$v$  = Kecepatan aliran (m/s)

$g$  = Percepatan gravitasi bumi (m/s<sup>2</sup>)

Maka *head loss* minor pada *suction line* ialah sebagai berikut:

$$\begin{aligned} H_m &= \frac{10,17 \times 0,1^2}{2 \times 9,8} \\ &= 0,0051 \text{ m} \end{aligned}$$

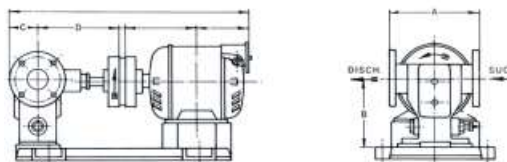
Jadi total *head loss* pada *suction line* ialah :

$$\begin{aligned} \text{Total head loss} &= H_f + H_m + \Delta P_{\text{purifier}} \\ &= 0,073 \text{ m} + 0,0051 \text{ m} + 14 \text{ m} \\ &= 14,078 \text{ m} \end{aligned}$$

Dari perhitungan diatas maka dapat diketahui bahwa *head total* ialah sebagai berikut :

$$\begin{aligned} \text{Head total} &= \text{head total suction} + \text{head total discharge} + \text{head} \\ &\quad \text{statis} + \text{head tekanan} + \text{head kecepatan} \\ &= 0,0349 \text{ m} + 14,078 \text{ m} + 8 \text{ m} + 0 \text{ m} + 0 \text{ m} \\ &= 22,11 \text{ m} \end{aligned}$$

Sehingga spesifikasi pompa yang dipilih ialah sebagai berikut :



Gambar 4.25. MDF Transfer Pump

Sumber : Iron Pump

Merk : Iron Pump  
 Tipe : ON-1  
 Kapasitas : 1,4 m<sup>3</sup>/h  
 Head : 35 m  
 Power : 0,52 kW  
 Berat : 45 kg

#### 4.23. Perhitungan *Lube Oil System*

*Lube oil* yang digunakan pada perhitungan ini ialah SAE 40 yang direkomendasikan oleh *project guide* MAN BW 23/30 DF. Adapun perhitungan pada sistem *lube oil* ialah sebagai berikut :

##### 4.23.1. Perhitungan *Lubricating Oil Separator*

Diakeranakan keterbatasan data, maka perhitungan untuk *lubricating oil separator* mengacu pada *project* Wartsila 6L20 DF dengan kapasitas *lubricating oil separator* dapat dihitung melalui persamaan dibawah ini:

$$Q = \frac{1,35 \times P \times n}{t}$$

Keterangan :

Q = Kapasitas *lubricating oil separator* (l/h)

P = Daya mesin (kW)

n = Angka keluaran dari tangki tiap hari (konstanta), 6 untuk HFO dan 4 untuk MDF.

t = 23,5 h (operasional aktual dikarenakan 0,5 h untuk membuang *sludge*).

Berdasarkan persamaan diatas maka kapasitas *lubricating oil separator* dapat dihitung sebagai berikut :

$$Q = \frac{1,35 \times 740 \text{ kW} \times 4}{23,5}$$

$$Q = 170,042 \text{ l/h}$$

$$Q = 0,170042 \text{ m}^3/\text{h}$$

Adapun spesifikasi *lubricating oil separator* ialah :

Merk = Alfa Laval

Type = MIB-303

Capacuty = 760 l/h (maximal)

Power = 0,7 kW

Berat = 68 kg

#### 4.23.2. Perhitungan *Lubricating Oil Separator Pre-Heater*

Kapasitas *lubricating oil separator pre-heater* harus disesuaikan dengan kebutuhan (kapasitas) *lubricating oil separator*. Ketika mesin beroperasi, suhu dari tangki *lubricating oil* pada umumnya berada pada suhu 65°C – 75°C. Untuk dapat melakukan pemisahan dengan optimal, maka MAN BW merekomendasikan agar suhu keluaran dari *lubricating oil separator pre-heater* adalah 95°C – 98°C. Adapun perhitungan kebutuhan daya untuk dapat menaikkan suhu *lubricating oil* dari 75°C menjadi 95°C ialah sesuai dengan persamaan dibawah ini :

$$\dot{q} = \dot{m} \times c \times \Delta T$$

Keterangan :

$\dot{q}$  = Laju aliran kalor (kJ/h)

$\dot{m}$  = Laju aliran massa *lubricating oil* (kg/h)

$c$  = Kapasitas kalor spesifik (kJ/kg °C)

$\Delta T$  = Perubahan suhu (°C)

Berdasarkan persamaan diatas maka laju aliran kalor pada *lubricating oil separator pre-heater* ialah sebagai berikut :

$$\begin{aligned}\dot{q} &= 150,8 \frac{kg}{h} \times 1,8 \frac{kJ}{kg \text{ } ^\circ C} \times (95 \text{ } ^\circ C - 75 \text{ } ^\circ C) \\ &= 5.428,8 \frac{kJ}{h} \\ &= 1,508 \frac{kJ}{s} \\ &= 1,508 \text{ kW}\end{aligned}$$

Adapun spesifikasi *lubricating oil separator pre-heater* ialah :

Merk = AALBORG

Tipe = EH 15

Daya = 5 kW

Berat = 55 kg

#### 4.23.3. Perhitungan Diameter Pipa *Lubricating Oil Separator Feed Pump*

$$d = \sqrt{\frac{4 \times Q}{\pi \times v}}$$

Keterangan :

d = Diameter internal pipa (m)

Q = Kapasitas *lubricating oil separator* (m<sup>3</sup>/h)

v = Kecepatan *lubricating oil* dalam pipa (m/h)

Berdasarkan persamaan diatas maka diameter internal pipa dapat dihitung sebagai berikut :

$$d = \sqrt{\frac{4 \times 0,170042}{3,14 \times 1800}}$$

$$d = 0,011 \text{ m}$$

$$d = 11 \text{ mm}$$

Maka spesifikasi pipa yang digunakan ialah :

Standar	: ASME
Diameter nominal	: 15 mm
Diameter luar	: 21,3 mm
Ketebalan	: 1,27 mm
Diameter internal	: 18,76 mm

#### 4.23.4. Perhitungan *Lubricating Oil Separator Feed Pump*

Untuk dapat memompa *lubricating oil* menuju *separator pre-heater* maka dibutuhkan pompa dengan perhitungan sebagai berikut :

- Perhitungan *Head* Pompa
  - Hs = Perbedaan jarak secara vertikal.  
= 0 m
  - Hp = Perbedaan tekanan pada *suction well* dan *discharge*.  
= 0 m
  - Hs = Perbedaan kecepatan pada *suction well* ke *overboard*.  
= 0 m/s
- Perhitungan *Reynold Number*

$$Re = \frac{D \times V}{\nu}$$

Keterangan :

Re = Bilangan *Reynold*.  
 D = Diameter internal (m)  
 V = Kecepatan aliran (m/s)  
 $\nu$  = Koefisien viskositas kinematik

Maka bilangan *Reynold* pada *suction line* ialah sebagai berikut :

$$\begin{aligned} \text{Re} &= \frac{0,018 \times 0,5}{0,00011} \\ &= 81,8 \end{aligned}$$

- Perhitungan *Head Loss* pada *Suction Line*

Dikarenakan aliran yang terjadi bersifat laminar, maka nilai *friction factor* ialah sebagai berikut :

$$\begin{aligned} f &= \frac{64}{\text{Re}} \\ &= \frac{64}{81,8} \\ &= 0,783 \end{aligned}$$

Apabila *friction factor* sudah diketahui maka nilai dari *head loss* akibat gesekan dalam pipa dapat dihitung dengan persamaan sebagai berikut :

$$H_f = \frac{f \times L \times v^2}{(D \times 2g)}$$

Keterangan :

$f$  = *friction factor*  
 L = Panjang *suction line* (m)  
 v = Kecepatan aliran (m/s).  
 g = Percepatan gravitasi bumi ( $\text{m/s}^2$ )  
 D = Diameter internal pipa (m)

Jadi nilai dari *head loss* mayor ialah :

$$\begin{aligned} H_f &= \frac{0,783 \times 20 \times (0,5)^2}{(0,018 \times 2 \times 9,8)} \\ &= 11,1 \text{ m} \end{aligned}$$

Selanjutnya akan dihitung *head loss* minor yang dipengaruhi oleh *fitting* dari suatu sistem. Adapun beberapa *fitting* pada sistem ini ialah sesuai dengan tabel 4.17.

Tabel 4.17. *Fitting pada Suction Line Lubricating Oil System*

No	type	n	k	n x k
1	<i>Elbow 90°</i>	2	0,81	1,62
2	<i>Filter</i>	1	1,5	1,5
3	<i>Butterfly Valve</i>	1	0,6	0,6
5	<i>Conjunction T</i>	1	0,54	0,54
6	<i>Flexible coupling</i>	1	0,08	0,08
Total				4,34

Berdasarkan tabel 4.17 maka dapat dihitung *head loss* minor pada *suction line* yaitu sebagai berikut :

$$H_m = \frac{(\sum n.k) \times v^2}{2g}$$

Keterangan :

$H_m$  = *Head loss* minor (m)

$k$  = faktor *pressure drop* pada *fitting*.

$v$  = Kecepatan aliran (m/s)

$g$  = Percepatan gravitasi bumi (m/s<sup>2</sup>)

Maka *head loss* minor pada *suction line* ialah sebagai berikut :

$$\begin{aligned}
 H_m &= \frac{4,34 \times 0,5^2}{2 \times 9,8} \\
 &= 0,055 \text{ m}
 \end{aligned}$$

Jadi total *head loss* pada *suction line* ialah :

$$\begin{aligned}
 \text{Total head loss} &= H_f + H_m \\
 &= 11,1 \text{ m} + 0,055 \text{ m} \\
 &= 11,15 \text{ m}
 \end{aligned}$$

- Perhitungan *Head Loss* pada *Discharge Line*

Dikarenakan aliran yang terjadi bersifat laminar, maka nilai *friction factor* ialah sebagai berikut :

$$\begin{aligned}
 f &= \frac{64}{Rn} \\
 &= \frac{64}{81,8} \\
 &= 0,783
 \end{aligned}$$



Apabila *friction factor* sudah diketahui maka nilai dari *head loss* akibat gesekan dalam pipa dapat dihitung dengan persamaan sebagai berikut :

$$H_f = \frac{f \times L \times v^2}{(D \times 2g)}$$

Keterangan :

- $f$  = *friction factor*  
 $L$  = Panjang *suction line* (m)  
 $v$  = Kecepatan aliran (m/s).  
 $g$  = Percepatan gravitasi bumi (m/s<sup>2</sup>)  
 $D$  = Diameter internal pipa (m)

Jadi nilai dari *head loss* mayor ialah :

$$H_f = \frac{0,783 \times 20 \times (0,5)^2}{(0,018 \times 2 \times 9,8)}$$

$$= 11,1 \text{ m}$$

Selanjutnya setelah diketahui *head loss* mayor maka akan dihitung *head loss* minor yang dipengaruhi oleh *fitting* dari suatu sistem. Adapun beberapa *fitting* pada sistem ini ialah sesuai dengan tabel 4.18.

Tabel 4.18. *Fitting pada Discharge Line Lubricating Oil System*

No	Tipe	n	k	n x k
1	<i>Elbow 90°</i>	2	0,81	1,62
2	<i>Butterfly Valve</i>	4	0,6	2,4
3	<i>SDNRV</i>	1	2,7	2,7
4	<i>Conjunction T</i>	1	0,54	0,54
5	<i>Flexible coupling</i>	1	0,08	0,08
Total				7,34

Berdasarkan tabel 4.18 maka dapat dihitung *head loss* minor pada *suction line* yaitu sebagai berikut :

$$H_m = \frac{(\sum n.k) \times v^2}{2g}$$

Keterangan :

- $H_m$  = *Head loss* minor (m)  
 $k$  = faktor *pressure drop* pada *fitting*.  
 $v$  = Kecepatan aliran (m/s)  
 $g$  = Percepatan gravitasi bumi (m/s<sup>2</sup>)

Maka *head loss* minor pada *suction line* ialah sebagai berikut :

$$\begin{aligned} H_m &= \frac{7,34 \times 0,5^2}{2 \times 9,8} \\ &= 0,093 \text{ m} \end{aligned}$$

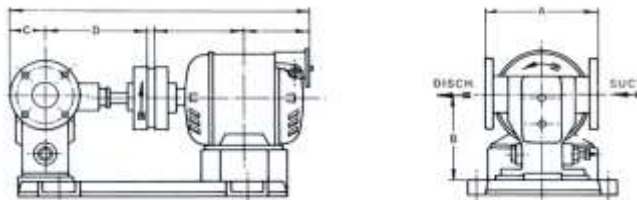
Jadi total *head loss* pada *suction line* ialah :

$$\begin{aligned} \text{Total head loss} &= H_f + H_m + \Delta P_{\text{purifier}} + \Delta P_{\text{heater}} \\ &= 11,1 \text{ m} + 0,093 \text{ m} + 14 \text{ m} + 14 \text{ m} \\ &= 39,193 \text{ m} \end{aligned}$$

Dari perhitungan diatas maka dapat diketahui bahwa *head total* ialah sebagai berikut :

$$\begin{aligned} \text{Head total sistem} &= \text{head total suction} + \text{head total discharge} \\ &= 18,2 \text{ m} + 39,193 \text{ m} \\ &= 57,393 \text{ m} \end{aligned}$$

Dari hasil perhitungan *head total* dan debit maka dapat dilakukan pemilihan terhadap spesifikasi pompa. Pompa yang terpilih ialah sesuai dengan gambar 4.28.



Gambar 4.26. MDF Transfer Pump

Sumber : Iron Pump

Merk : Iron Pump  
 Tipe : ON-1  
 Kapasitas : 1,5 m<sup>3</sup>/h  
 Head : 20 m  
 Power : 0,3 kW  
 Berat : 45 kg

#### 4.24. Perhitungan Engine Cooling Water System

Perhitungan *engine cooling water system* sesuai dengan *project guide* MAN BW 23/30 DF yang menyatakan bahwa pendingin yang digunakan memiliki *maximum hardness* yaitu 10 dGH dan memiliki pH 6,5 – 8. Adapun perhitungan sistem *engine cooling water* ialah sesuai dengan pembahasan pada halaman berikutnya.

#### 4.24.1. Perhitungan Sea Water Pump

*Sea water pump* digunakan untuk mengalirkan air laut menuju *central cooler* lalu ke *overboard*. Adapun perhitungan *sea water pump* ialah sebagai berikut :

##### 1. Debit Sea Water Pump

Dikarenakan keterbatasan informasi pada *project guide* MAN BW L23/30 DF mengenai debit dari *sea water pump* maka digunakan rumus persamaan energy sebagai berikut :

$$\dot{q}_1 = \dot{q}_2$$

$$\dot{m}_1 c_1 \Delta T_1 = \dot{m}_2 c_2 \Delta T_2$$

Apabila  $\dot{m}$  disubstitusi menjadi  $\rho \times Q$  maka persamaan diatas menjadi seperti berikut :

$$(\rho_1 \times Q_1) \times c_1 \times \Delta T_1 = (\rho_2 \times Q_2) \times c_2 \times \Delta T_2$$

$$Q_2 = \frac{(\rho_1 \times Q_1) \times c_1 \times \Delta T_1}{\rho_2 \times c_2 \times \Delta T_2}$$

Keterangan :

$$Q_1 = \text{Debit fresh water coolant} = 55 \text{ m}^3/\text{h}$$

$$Q_2 = \text{Debit air laut (m}^3/\text{h)}$$

$$\rho_1 = \text{Massa jenis fresh water coolant (kg/m}^3) = 1000 \text{ kg/m}^3$$

$$\rho_2 = \text{Massa jenis fresh water coolant (kg/m}^3) = 1020 \text{ kg/m}^3$$

$$c_1 = \text{Kapasitas penukar kalor fresh water coolant (kJ/kg K)} = 4,187 \text{ kJ/kg K}$$

$$c_2 = \text{Kapasitas penukar kalor air laut (kJ/kg K)} = 4,187 \text{ kJ/kg K}$$

$$\Delta T_1 = (82^\circ\text{C} - 35^\circ\text{C}) + 273 = 320 \text{ K}$$

$$\Delta T_2 = (30^\circ\text{C} - 35^\circ\text{C}) + 273 = 278 \text{ K}$$

Berdasarkan persamaan diatas maka debit air laut yang harus dialirkan pada *central cooler* agar dapat menurunkan *fresh water coolant* menjadi 35 °C ialah sebagai berikut :

$$Q_2 = \frac{(1000 \times 55) \times 4,187 \times 320}{1020 \times 4,187 \times 278}$$

$$Q_2 = 64,5 \text{ m}^3/\text{h}$$

## 2. Perhitungan Diameter Pipa *Sea Water Line*

Diameter pipa *sea water line* dapat dihitung dengan persamaan dibawah ini :

$$d = \sqrt{\frac{4 \times Q}{\pi \times v}}$$

Keterangan :

d = Diameter internal pipa (m)

Q = Kapasitas *sea water line* (m<sup>3</sup>/h)

v = Kecepatan *sea water* dalam pipa (m/h)

Berdasarkan persamaan diatas maka diameter internal pipa dapat dihitung sebagai berikut :

$$d = \sqrt{\frac{4 \times 64,5}{3,14 \times 7.200}}$$

$$d = 0,083 \text{ m}$$

$$d = 83 \text{ mm}$$

Maka spesifikasi pipa yang digunakan ialah :

Standar	: ASME
Diameter nominal	: 90 mm
Diameter luar	: 101,6 mm
Ketebalan	: 8,08 mm
Diameter internal	: 85,44 mm

## 3. Perhitungan *Head* pada *Sea Water Line*

Sebelum dapat memilih pompa maka terlebih dahulu ditentukan *head* pada sistem agar pompa dapat mengalirkan air laut menuju *overboard* walaupun melewati *central cooler* yang memiliki *pressore drop* yang tinggi. Adapun perhitungan *head* pada *sea water line* ialah sebagai berikut :

- Perhitungan *Head* Pompa

$H_s$  = Perbedaan jarak secara vertikal dari *suction well* ke *overboard*.

$$= 5,5 \text{ m}$$

$H_p$  = Perbedaan tekanan pada *suction well* ke *overboard*.

$$= 0 \text{ m}$$

$H_s$  = Perbedaan kecepatan pada *suction well* ke *overboard*.

$$= 0 \text{ m/s}$$

- Perhitungan *Reynold Number*

$$Re = \frac{D \times V}{\nu}$$

Keterangan :

$Re$  = Bilangan *Reynold*.

$D$  = Diameter internal (m)

$V$  = Kecepatan aliran (m/s)

$\nu$  = Koefisien viskositas kinematik

Maka bilangan *Reynold* pada *suction line* ialah sebagai berikut :

$$Re = \frac{0,083 \times 2}{1,0029 \times 10^{-6}}$$

$$= 380.126,2$$

- Perhitungan *Head Loss* pada *Suction Line*

Dimana aliran ini bersifat turbulen, maka dari itu menurut buku “Pompa dan Kompresor Ir.Sularso” menyatakan bahwa apabila aliran dalam suatu pipa ialah turbulence maka *head loss* mayor dapat dihitung dengan rumus sebagai berikut :

$$H_f = \frac{\lambda \times L \times v^2}{(D \times 2g)}$$

Keterangan :

$\lambda$  =  $(0.02+0.0005)/D$

$L$  = Panjang *suction line* (m)

$V$  = Kecepatan aliran (m/s).

$g$  = Percepatan gravitasi bumi ( $\text{m/s}^2$ )

Maka *head loss* mayor pada *suction line* ialah sebagai berikut :

$$H_f = \frac{0,062 \times 6 \times 2^2}{(0,083 \times 2 \times (9,8))}$$

$$H_f = 0,9 \text{ m}$$

Selanjutnya akan dihitung *head loss* minor yang dipengaruhi oleh *fitting* dari suatu sistem. Adapun beberapa *fitting* pada sistem ini ialah sebagai berikut :

Tabel 4.19. *Fitting pada Suction Line Engine Cooling Water System*

No	Type	n	k	n x k
1	Butterfly v/v	2	0,77	1,54
2	Strainer	2	0,75	1,5
3	Gate Valve	1	0,14	0,14
4	T Joint	1	0,34	0,34
Total				3,52

Berdasarkan tabel 4.19 maka dapat dihitung *head loss* minor pada *suction line* yaitu sebagai berikut :

$$H_m = \frac{(\sum n.k) \times v^2}{2g}$$

Keterangan :

$H_m$  = *Head loss* minor (m)

$k$  = faktor *pressure drop* pada *fitting*.

$v$  = Kecepatan aliran (m/s)

$g$  = Percepatan gravitasi bumi ( $\text{m/s}^2$ )

Maka *head loss* minor pada *suction line* ialah sebagai berikut :

$$H_m = \frac{3,52 \times 2^2}{2 \times 9,8}$$

$$= 0,71 \text{ m}$$

Jadi total *head loss* pada *suction line* ialah :

$$\begin{aligned} \text{Total head loss} &= H_f + H_m \\ &= 0,9 \text{ m} + 0,71 \text{ m} \\ &= 1,61 \end{aligned}$$

- Perhitungan *Head Loss* pada *Discharge Line*

Dikarenakan aliran ini bersifat turbulen, maka dari itu menurut buku “Pompa dan Kompresor Ir.Sularso” menyatakan bahwa apabila aliran dalam suatu pipa ialah turbulence maka *head loss* mayor dapat dihitung dengan rumus sebagai berikut :

$$H_f = \frac{\lambda \times L \times v^2}{(D \times 2g)}$$

Keterangan :

$$\lambda = (0.02 + 0.0005)/D = 0,024$$

L = Panjang *suction line* (m)

V = Kecepatan aliran (m/s).

g = Percepatan gravitasi bumi (m/s<sup>2</sup>)

Maka *head loss* mayor pada *suction line* ialah sebagai berikut :

$$H_f = \frac{0,0627 \times 30 \times 3^{(2)}}{(0.0854 \times 2 \times (9,8))}$$

$$H_f = 4,5 \text{ m}$$

Selanjutnya setelah diketahui *head loss* mayor maka akan dihitung *head loss* minor yang dipengaruhi oleh *fitting* dari suatu sistem. Adapun beberapa *fitting* pada sistem ini ialah sebagai berikut :

Tabel 4.20. *Fitting pada Discharge Line Engine Cooling Water System*

No	Type	n	k	n x k
1	Elbow 90°	2	0.51	1,02
2	Butterfly v/v	3	0.77	2,31
3	NRV	1	0,7	0,7
4	T-joint	3	0,34	1,02
Total				3,51

Berdasarkan tabel 4.20 maka dapat dihitung *head loss* minor pada *suction line* yaitu sebagai berikut :

$$H_m = \frac{(\sum n.k) \times v^2}{2g}$$

Keterangan :

H<sub>m</sub> = *Head loss* minor (m)

k = faktor *pressure drop* pada *fitting*.

v = Kecepatan aliran (m/s)

g = Percepatan gravitasi bumi (m/s<sup>2</sup>)

Maka *head loss* minor pada *suction line* ialah sebagai berikut :

$$H_m = \frac{3,51 \times 2^2}{2 \times 9,8}$$

$$= 0,71 \text{ m}$$

Jadi total *head loss* pada *suction line* ialah :

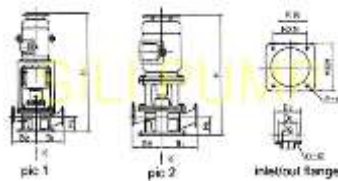
$$\begin{aligned} \text{Total head loss} &= H_f + H_m + \Delta P \text{ central colling} \\ &= 4,5 \text{ m} + 0,71 \text{ m} + 14 \text{ m} \end{aligned}$$

$$= 19,21 \text{ m}$$

Dari perhitungan sebelumnya maka dapat diketahui bahwa *head total* ialah sebagai berikut :

$$\begin{aligned} \text{Head total sistem} &= \text{head total suction} + \text{head total discharge} \\ &\quad + \text{head statis} + \text{head tekanan} + \text{head} \\ &\quad \text{kecepatan} \\ &= 1,61 \text{ m} + 19,21 \text{ m} + 5,5 \text{ m} + 0 \text{ m} + 0 \text{ m} \\ &= 26,32 \text{ m} \end{aligned}$$

Dari hasil perhitungan *head total* dan debit maka dapat dilakukan pemilihan terhadap spesifikasi pompa. Pompa yang terpilih ialah sebagai berikut :



Gambar 4.27. Pompa Sea Water Cooling

Sumber : Silipump

Merk : Sili Pump  
 Tipe : 80 CLH- 11  
 Kapasitas : 50 m<sup>3</sup>/h  
 Head : 30 m  
 Power : 7,5 kW  
 Berat : 162 kg

#### 4.24.2. Perhitungan *Pre-Heater*

Menurut *project guide* wartsila menyatakan bahwa daya output dari penukar kalor yang digunakan dapat dihitung dengan persamaan sebagai berikut :

$$P = \frac{(T_1 - T_0)(m_{eng} \times 0,14 + V_{LO} \times 0,48 + V_{FW} \times 1,16)}{t} + k_{eng} \times n_{cyl}$$

Keterangan :

P = *Preheater output* (kW)

T<sub>1</sub> = *Preheating temperature* (60...70°C)

T<sub>0</sub> = *Ambient temperature* (°C)

m<sub>eng</sub> = Berat mesin (ton)

V<sub>LO</sub> = Volume *lubricating oil* (m<sup>3</sup>), khusus untuk *wet sump*



$V_{FW}$  = HT water volume ( $m^3$ )

$t$  = Preheating time (h)

$k_{eng}$  = Engine specific coefficient = 0,5 kW

$n_{cyl}$  = Jumlah silinder

Dari persamaan diatas maka daya output dari penukar kalor ialah sebagai berikut :

$$P = \frac{(70 - 45)(16,9 \times 0,14 + 0,38 \times 0,48 + 0,12 \times 1,16)}{10} + 0,5 \times 6$$

$$= 9,179 \text{ kW}$$

Sehingga spesifikasi *preheater* yang digunakan ialah sebagai berikut:

*Heater capacity* : 12 kW

Kapasitas pompa :  $3 \text{ m}^3$

Berat : 93 kg

#### 4.24.3. Perhitungan *Drain Tank*

*Drain tank* berfungsi sebagai wadah untuk menampung *coolant* baik saat melakukan pembongkaran pada mesin ataupun lainnya. Adapun kapasitas *drain tank* untuk drain tank menurut *project guide* wartsila ialah  $0,12 \text{ m}^3$ .

#### 4.24.4. Perhitungan *Expansion Tank*

Menurut *project guide* wartsila menyatakan bahwa kapasitas dari *expansion tank* ialah minimal 10 % dari kapasitas total sistem *cooling*.

### 4.25. Perhitungan Compressed Air System

*Compressed air system* yang dihitung mengacu pada regulasi yang berlaku, baik dari badan klasifikasi maupun *project guide* mesin yang digunakan. Adapun instalasi *compressed air system* ialah sesuai dengan perhitungan pada halaman berikutnya.

#### 4.25.1. Penentuan *Air Receiver*

Dikarenakan keterbatasan informasi pada *project guide* MAN BW, maka perhitungan volume *air receiver* mengacu pada rumus yang didapat dari *project guide* wartsila. Adapun perhitungan volume *air receiver* ialah dapat dihitung dengan rumus sebagai berikut :

$$V_r = \frac{P_e \times V_e \times n}{P_{Rmax} - P_{Rmin}}$$

Keterangan :

$V_r$  = Kapasitas total *air receiver* ( $m^3$ )

$P_e$  = Tekanan udara nominal (1 bar)

$V_e$  = Kebutuhan udara tiap melakukan *start* ( $Nm^3$ )

$n$  = Jumlah *start*

$P_{Rmax}$  = Tekanan maksimal saat *start* (30 bar)

$P_{Rmin}$  = Tekanan minimal saat *start* (18 bar)

Berdasarkan persamaan diatas maka kapasitas total *air receiver* ialah sebagai berikut :

$$V_r = \frac{1 \text{ Bar} \times 1,4 \text{ Nm}^3 \times 6}{30 \text{ Bar} - 18 \text{ Bar}}$$

$$V_r = 0,7 \text{ m}^3 = 700 \text{ ltr}$$

Apabila dibagi menjadi 2 (dua) maka masing-masing *air receiver* memiliki volume sebesar 350 ltr. Adapun spesifikasi *air receiver* yang dipilih ialah sebagai berikut :

Merk : Kaeser

Kapasitas : 500 ltr

Tekanan : 45 Bar (maksimal)

Diameter dalam : 600 mm

Berat : 300 kg

#### 4.25.2. Penentuan Kompresor

Menurut DNV GL *part 4, chapter 1, section 2, 2.7.2*, jumlah compressor untuk *starting engine* sekurang-kurangnya 2 buah dengan salah satunya memiliki motor penggerak sendiri yang dapat mensuplai kebutuhan sebesar 50% dari total kapasitas. Waktu yang dibutuhkan compressor untuk dapat mengisi *air receiver* ialah paling lambat 1 jam. Adapun persamaan untuk menghitung debit kompresor ialah menggunakan rumus dari *project guide* MAN BW L27/38 yaitu sebagai berikut :

$$P = \frac{30 \times v}{1000}$$

Keterangan :

P = Debit kompresor (m<sup>3</sup>/h)

V = Kapasitas total *air receiver* (dm<sup>3</sup>)

Maka perhitungan debit kompresor untuk mengisi masing-masing *air receiver* ialah sebagai berikut :

$$P = \frac{30 \times 500}{1000}$$

$$= 15 \text{ m}^3/\text{h}$$

Sehingga spesifikasi kompresor yang terpilih ialah sebagai berikut :

Merk : ATLAS COLCO  
 Kapasitas : 15,8 m<sup>3</sup>/h  
 Tekanan : 30 Bar (maksimal)  
 Daya : 4 kW  
 Berat : 115 kg

#### 4.26. Perhitungan Oily Water Separator

Perhitungan *oily water separator* sesuai dengan peraturan dari badan klasifikasi. Adapun perhitungannya ialah sebagai berikut :

##### 4.26.1. Perhitungan *Sludge Tank*

Berdasarkan DNV GL *part 4, chapter 6, section 8*, 2015, volume *bilge holding tank* ialah sesuai dengan persamaan di halaman selanjutnya :

$$V = k C D$$

Dimana :

V = Volume *bilge holding tank* (m<sup>3</sup>)

k = 0,015 untuk kapal dengan bahan bakar HFO yang perlu di *purifier*.  
 0,005 untuk kapal dengan bahan bakar MDO atau HFO tanpa perlu *purifier*.

C = Konsumsi bahan bakar harian (m<sup>3</sup>)

D = Lama pelayaran atau dalam hal ini ialah lama waktu penyimpanan yang direncanakan (hari)

Sesuai dengan persamaan diatas, maka volume *bilge holding tank* ialah :

$$V = k C D$$

$$V = 0,005 \times 3,9 \frac{m^3}{hari} \times 15 \text{ hari}$$

$$V = 0,3 \text{ m}^3$$

#### 4.26.2. Perhitungan Bilge Holding Tank

Mengacu pada “IMO Review Of Mepc.1/Circ.511 and Relevant Marpol Annex I and Annex Vi Requirements” menyatakan bahwa volume dari *sludge tank* ialah sesuai dengan tabel 4.21.

Tabel 4.21. Kapasitas *Sludge Tank*

Main Engine (kW)	Capacity (m3)
up to 1.000	4
Above 1000 up to 20.000	P/250
Above 20.000	40 + (P/250)

Sumber : IMO Review Of Mepc.1/Circ.511 and Relevant Marpol Annex I and Annex Vi Requirements

Sesuai pernyataan pada gambar 4.30, maka volume *sludge tank* pada FSRU Jayapura ialah 4 m<sup>3</sup>.

#### 4.26.3. Perhitungan Pompa

Perhitungan pompa didasarkan pada penggunaan pompa dengan kebutuhan terbesar, yakni pada saat memompa *sludge* menuju *international shore connection*. Adapun perhitungan pompa ialah sebagai berikut :

##### 1. Perhitungan Diameter Pipa

$$d = \sqrt{\frac{4 \times Q}{\pi \times v}}$$

Keterangan :

d = Diameter internal pipa (m)

Q = Debit untuk memompa *sludge* menuju *international shore connection* (m<sup>3</sup>/h)

v = Kecepatan *lubricating oil* dalam pipa (m/h)

Berdasarkan persamaan diatas maka diameter internal pipa dapat dihitung sebagai berikut :

$$d = \sqrt{\frac{4 \times 0,3}{3,14 \times 1800}}$$

$$d = 0,014 \text{ m}$$

$$d = 14 \text{ mm}$$

Maka spesifikasi pipa yang digunakan ialah :

Standar	: ASME
Diameter nominal	: 15 mm
Diameter luar	: 21,3 mm
Ketebalan	: 1,27 mm
Diameter internal	: 18,76 mm

## 2. Perhitungan *Head*

- Perhitungan *Head* Sistem

$H_s$  = Perbedaan jarak secara vertikal.

$$= 8 \text{ m}$$

$H_p$  = Perbedaan tekanan pada *suction well* ke *overboard*.

$$= 0 \text{ m}$$

$H_v$  = Perbedaan kecepatan pada *suction well* ke *overboard*.

$$= 0 \text{ m}$$

- Perhitungan *Reynold Number*

$$Re = \frac{D \times V}{\nu}$$

Keterangan :

$Re$  = Bilangan *Reynold*.

$D$  = Diameter internal (m)

$V$  = Kecepatan aliran (m/s)

$\nu$  = Koefisien viskositas kinematik

Maka bilangan *Reynold* pada *suction line* ialah sebagai berikut :

$$Re = \frac{0,018 \times 0,5}{0,00011}$$

$$= 81,8$$

- Perhitungan *Head Loss* pada *Suction Line*

Dikarenakan aliran yang terjadi bersifat laminar, maka nilai *friction factor* ialah sebagai berikut :

$$f = \frac{64}{Re}$$

$$= \frac{64}{81,8}$$

$$= 0,783$$

Apabila *friction factor* sudah diketahui maka nilai dari *head loss* akibat gesekan dalam pipa dapat dihitung dengan persamaan sebagai berikut :

$$H_f = \frac{f \times L \times v^2}{(D \times 2g)}$$

Keterangan :

- $f$  = *friction factor*  
 $L$  = Panjang *suction line* (m)  
 $v$  = Kecepatan aliran (m/s).  
 $g$  = Percepatan gravitasi bumi (m/s<sup>2</sup>)  
 $D$  = Diameter internal pipa (m)

Jadi nilai dari *head loss* mayor ialah :

$$\begin{aligned}
 H_f &= \frac{0,783 \times 15 \times (0,5)^2}{(0,018 \times 2 \times 9,8)} \\
 &= 8,3 \text{ m}
 \end{aligned}$$

Selanjutnya akan dihitung *head loss* minor yang dipengaruhi oleh *fitting* dari suatu sistem. Adapun beberapa *fitting* pada sistem ini ialah sebagai berikut :

Tabel 4.22. *Fitting pada Suction Line Oily Water Separator System*

No	Type	n	k	n x k
1	<i>Butterfly Valve</i>	1	0,6	0,6
2	<i>Elbow 90°</i>	3	0,81	2,43
3	<i>Non Return Valve</i>	1	2,7	2,7
4	<i>Strainer</i>	1	1,5	1,5
			$\Sigma n \times k$	7,23

Berdasarkan tabel 4.22 maka dapat dihitung *head loss* minor pada *suction line* yaitu sebagai berikut :

$$H_m = \frac{(\Sigma n.k) \times v^2}{2g}$$

Keterangan :

- $H_m$  = *Head loss* minor (m)  
 $k$  = faktor *pressure drop* pada *fitting*.  
 $v$  = Kecepatan aliran (m/s)  
 $g$  = Percepatan gravitasi bumi (m/s<sup>2</sup>)

Maka *head loss* minor pada *suction line* ialah sebagai berikut:

$$H_m = \frac{7,23 \times 0,5^2}{2 \times 9,8}$$

$$= 0,092 \text{ m}$$

Jadi total *head loss* pada *suction line* ialah :

$$\begin{aligned} \text{Total head loss} &= H_f + H_m \\ &= 8,3 \text{ m} + 0,092 \text{ m} \\ &= 8,392 \text{ m} \end{aligned}$$

- Perhitungan *Head Loss* pada *Discharge Line*

Dikarenakan aliran yang terjadi bersifat laminar, maka nilai *friction factor* ialah sebagai berikut :

$$\begin{aligned} f &= \frac{64}{Rn} \\ &= \frac{64}{81,8} \\ &= 0,783 \end{aligned}$$

Apabila *friction factor* sudah diketahui maka nilai dari *head loss* akibat gesekan dalam pipa dapat dihitung dengan persamaan sebagai berikut :

$$H_f = \frac{f \times L \times v^2}{(D \times 2g)}$$

Keterangan :

$$\begin{aligned} f &= \text{friction factor} \\ L &= \text{Panjang suction line (m)} \\ v &= \text{Kecepatan aliran (m/s).} \\ g &= \text{Percepatan gravitasi bumi (m/s}^2\text{)} \\ D &= \text{Diameter internal pipa (m)} \end{aligned}$$

Jadi nilai dari *head loss* mayor ialah :

$$\begin{aligned} H_f &= \frac{0,783 \times 20 \times (0,5)^2}{(0,018 \times 2 \times 9,8)} \\ &= 11,1 \text{ m} \end{aligned}$$

Selanjutnya setelah diketahui *head loss* mayor maka akan dihitung *head loss* minor yang dipengaruhi oleh *fitting* dari suatu sistem. Adapun beberapa *fitting* pada sistem ini ialah sesuai dengan tabel 4.23.

Tabel 4.23. *Fitting pada Discharge Line Oily Water Separator System*

No	Tipe	n	k	n x k
1	<i>Butterfly Valve</i>	1	0,6	0,6
2	<i>Elbow 90°</i>	3	0,81	2,43
3	<i>Non Return Valve</i>	1	2,7	2,7
4	<i>T Joint</i>	1	0,54	0,54
5	<i>Angle Valve</i>	1	1,48	1,48
			Total	7,75

Berdasarkan tabel 4.23 maka dapat dihitung *head loss* minor pada *suction line* yaitu sebagai berikut :

$$H_m = \frac{(\sum n.k) \times v^2}{2g}$$

Keterangan :

$H_m$  = *Head loss* minor (m)

$k$  = faktor *pressure drop* pada *fitting*.

$v$  = Kecepatan aliran (m/s)

$g$  = Percepatan gravitasi bumi (m/s<sup>2</sup>)

Maka *head loss* minor pada *suction line* ialah sebagai berikut:

$$H_m = \frac{7,75 \times 0,5^2}{2 \times 9,8}$$

$$= 0,098 \text{ m}$$

Jadi total *head loss* pada *suction line* ialah :

$$\begin{aligned} \text{Total head loss} &= H_f + H_m \\ &= 11,1 \text{ m} + 0,098 \text{ m} \\ &= 11,198 \text{ m} \end{aligned}$$

Dari perhitungan *head pompa* maka total *head* pompa ialah sebagai berikut :

$$\begin{aligned} H_{\text{total}} &= \text{head total suction} + \text{head total discharge} + \text{head statis} \\ &\quad + \text{head tekanan} + \text{head kecepatan} \\ &= 8,36 \text{ m} + 11,198 \text{ m} + 8 \text{ m} + 0 \text{ m} + 0 \text{ m} \\ &= 27,5 \text{ m} \end{aligned}$$

Berdasarkan total *head* tersebut, maka pompa yang terpilih ialah sebagai berikut :

Merk : Allweiler  
Tipe : SN-40-38  
Kapasitas : 26,9 l/min  
Head : 10 bar  
Power : 0,168 kW  
Berat : 45 kg



#### 4.26.4. Pemilihan Spesifikasi *Oily Water Sparator*

Pemilihan spesifikasi OWS didasarkan pada lama proses pemisahan air dan *sludge* yang direncanakan. Adapun perencanaan pada FSRU Jayapura ialah dilakukan selama 1 jam, sehingga perhitungannya ialah sebagai berikut:

$$V = \frac{\text{Volume bilge holding tank (m}^3\text{)}}{\text{Waktu pemisahan}}$$

$$V = \frac{4 \text{ m}^3}{2 \text{ h}}$$

$$V = 2 \text{ m}^3/\text{h}$$

Sehingga spesifikasi OWS yang terpilih ialah sebagai berikut :

Merk : RWO *Marine Technology*  
 Tipe : Skit/S-DEB  
 Kapasitas : 2,5 m<sup>3</sup>/h  
 Power : 3 kW  
 Berat : 510 kg

#### 4.27. Perhitungan Kebutuhan Air Tawar

Kebutuhan air tawar di FSRU Jayapura dapat dibagi menjadi 2 yaitu *consumable* dan *un-consumable*. Adapun penjabarannya ialah sebagai berikut:

Tabel 4.24. Penggunaan Air Tawar

Jenis	Penggunaan
<i>Consumable</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Minum</li> <li>• Memasak</li> </ul>
<i>Un-Consumable</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Kebersihan dan <i>sanitary</i></li> <li>• Pendingin mesin</li> <li>• Boiler</li> </ul>

Berdasarkan tabel diatas maka perhitungan masing-masing kebutuhan ialah sebagai berikut :

##### 1. Kebutuhan untuk Minum dan Memasak

Untuk kebutuhan minum, penulis merencanakan menggunakan air kemasan (gallon) dimana jumlahnya disesuaikan dengan kebutuhan air minum dan memasak masing-masing setidaknya meminum 2 liter/hari dan 3 liter/hari tiap orang. Adapun perhitungan kebutuhan air minum dan memasak ialah :

Kebutuhan air minum = kebutuhan air minum tiap *crew* dalam 1 hari x  
Jumlah *crew*

$$= 5 \frac{\text{liter}}{\text{crew.hari}} \times 12 \text{ crew}$$

$$= 60 \frac{\text{liter}}{\text{hari}}$$

Berdasarkan perhitungan diatas maka tiap harinya FSRU Jayapura membutuhkan setidaknya 4 air kemasan gallon yang berisi 19 liter tiap kemasannya seperti pada gambar dibawah ini.



Gambar 4.28. Contoh Air Minum Kemasan *Gallon*

Sumber : elevenia.co.id

## 2. Kebutuhan untuk Kebersihan dan Sanitari

Keperluan kebersihan dan sanitari ialah membutuhkan 60 kg – 200 kg air bersih untuk tiap *crew* dalam satu hari. Maka dari itu perhitungan air tawar untuk kebersihan dan sanitari ialah sebagai berikut :

Kebutuhan kebersihan dan sanitari = kebutuhan air tiap *crew* dalam 1 hari x  
Jumlah *crew*

$$= 200 \frac{\text{kg}}{\text{crew.hari}} \times 12 \text{ crew}$$

$$= 2400 \frac{\text{kg}}{\text{hari}} = 2,4 \frac{\text{m}^3}{\text{hari}}$$

## 3. Kebutuhan untuk Pendingin Mesin

Kebutuhan air tawar sebagai pendingin mesin ialah 0,12 m<sup>3</sup> tiap mesin, namun pada FSRU disediakan 2 kali lipatnya untuk dapat mengganti setidaknya 1 kali kebutuhan. Jadi kapasitas tangki air pendingin mesin ialah 0,48 m<sup>3</sup>.

#### 4. Kebutuhan Boiler

Berdasarkan spesifikasi boiler yang terpilih menyatakan bahwa kapasitas air tawar yang dapat diisi di dalam boiler ialah 146 gallons yang setara dengan  $0.55 \text{ m}^3$ , namun pada FSRU disediakan 2 kali lipatnya untuk dapat mengganti setidaknya 1 kali kebutuhan. Jadi kapasitas tangki air pendingin mesin ialah  $0,55 \text{ m}^3$ .

Pada FSRU JAYAPURA tangki air tawar yang terpasang disesuaikan dengan truk air tawar yang akan digunakan untuk men-suplai yaitu  $5,46 \text{ m}^3$ . Berdasarkan perhitungan sebelumnya, apabila truk dengan kapasitas  $5,46 \text{ m}^3$  yang digunakan maka air tawar yang ada di dalam FSRU akan diisi tiap  $\pm 2$  hari.

#### 4.28. Perhitungan *Sea Chest*

*Sea Chest* merupakan fasilitas yang menjadi pintu masuk air laut ke dalam FSRU untuk berbagai kebutuhan seperti *fire fighting*, *ballast* dan *cooling engine*. Adapun perhitungan *sea chest* ialah sesuai dengan perhitungan berikut:

##### 4.28.1. *Sea Chest Box*

Volume *sea chest box* ialah  $1 \text{ m}^3$  tiap 750 kW untuk *main engine* dan *auxiliary engine*. Maka dari itu volume *sea chest box* ialah sebagai berikut :

$$\text{Volume sea chest box} = \frac{\text{Total auxiliary engine}}{750} \times 1 \text{ m}^3$$

$$\text{Volume sea chest box} = \frac{1.952,56 \text{ kW}}{750 \text{ kW}} \times 1 \text{ m}^3$$

$$\text{Volume sea chest box} = 2,6 \text{ m}^3$$

Dari penggambaran di *general arrangement* maka didapat volume *sea chest box* sebesar  $2,88 \text{ m}^3$ .

##### 4.28.2. *Seachest Pipe*

Diameter *sea chest pipe* ditentukan dari total kebutuhan air laut pada FSRU seperti *ballast*, *fire fighting* dan *engine cooling*. Adapun perhitungan diameter *sea chest pipe* ialah sesuai dengan persamaan berikut :

$$d = \sqrt{\frac{4 \times Q}{\pi \times v}}$$

Keterangan :

- d = Diameter internal pipa (m)
- Q = Kapasitas total kebutuhan air laut (m<sup>3</sup>/h)
- v = Kecepatan air laut dalam pipa (m/h)

Berdasarkan persamaan diatas maka diameter internal pipa dapat dihitung sebagai berikut :

$$d = \sqrt{\frac{4 \times 480}{3,14 \times 7.200}}$$

d = 0,291 m

d = 291 mm

Maka spesifikasi pipa yang digunakan ialah :

- Standar : ASME
- Diameter nominal : 300 mm
- Diameter luar : 323,9 mm
- Ketebalan : 12,7 mm
- Diameter internal : 298,5 mm

4.29. Perhitungan Generator Tahap 2

Setelah dilakukan perhitungan untuk *engine service* maka selanjutnya perhitungan tersebut di maasukkan kedalam perhitungan generator tahap 2 untuk memastikan bahwa generator MAN BW 23/30DF mampu mensuplai daya dengan optimal. Adapun perhitungan generator tahap 2 ialah sebagai berikut :

Tabel 4.25. Perhitungan Generator Tahap 2

No	Peralatan	Siang (CL)	Siang (IL)	Malam (CL)	Malam (IL)
1	Penerangan dan <i>Stop Contact</i> .				
	• <i>Main Deck</i>	•1,04 kW	-	•4,5 kW	-
	• <i>2<sup>nd</sup> Deck</i>	•11,78 kW	-	•12,79 kW	-
	• <i>3<sup>rd</sup> Deck</i>	•5,54 kW	-	•6,55 kW	-
	• <i>Platform</i>	•3,88 kW	-	•3,88 kW	-
	• <i>Tanktop</i>	•1,35 kW	-	•1,35 kW	-
	• <i>Cargo Area</i>	•0,67 kW	-	•10,77 kW	-

Lanjutan tabel 4.25.

No	Peralatan	Siang (CL)	Siang (IL)	Malam (CL)	Malam (IL)
2	Radio Komunikasi <ul style="list-style-type: none"> <li>• VHF</li> <li>• NAVTEX</li> <li>• Inmarsat B</li> <li>• Inmarsat C</li> <li>• MF/HF</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•0,03 kW</li> <li>•0,02 kW</li> <li>•0,26 kW</li> <li>•0,11 kW</li> <li>•0,16 kW</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-</li> <li>-</li> <li>-</li> <li>-</li> <li>-</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•0,03 kW</li> <li>•0,02 kW</li> <li>•0,26 kW</li> <li>•0,11 kW</li> <li>•0,16 kW</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-</li> <li>-</li> <li>-</li> <li>-</li> <li>-</li> </ul>
3	<i>Fire Detectors and Alarms</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>Horn</i></li> <li>• <i>Flame Detector</i></li> <li>• <i>Fire Panel</i></li> <li>• <i>Heat Detector</i></li> <li>• <i>Smoke Detector</i></li> <li>• <i>Alarm</i></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•0,2 kW</li> <li>•0,01 kW</li> <li>•0,04 kW</li> <li>•0,01 kW</li> <li>•0,01 kW</li> <li>•0,01 kW</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-</li> <li>-</li> <li>-</li> <li>-</li> <li>-</li> <li>-</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•0,2 kW</li> <li>•0,01 kW</li> <li>•0,04 kW</li> <li>•0,01 kW</li> <li>•0,01 kW</li> <li>•0,01 kW</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-</li> <li>-</li> <li>-</li> <li>-</li> <li>-</li> <li>-</li> </ul>
4	<i>Hull Machinery</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>• AHU</li> <li>• <i>Provision Crane</i></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•2,32 kW</li> <li>-</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-</li> <li>•5,37 kW</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•2,32 kW</li> <li>-</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-</li> <li>-</li> </ul>
5	<i>General Service</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>GS Pump</i></li> <li>• OWS</li> <li>• <i>Fire Pump</i></li> <li>• <i>OWS Pump</i></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-</li> <li>-</li> <li>-</li> <li>-</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•50,6 kW</li> <li>•3,00 kW</li> <li>•47,8 kW</li> <li>•0,16 kW</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-</li> <li>-</li> <li>-</li> <li>-</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•50,6 kW</li> <li>•3,00 kW</li> <li>•47,8 kW</li> <li>•0,16 kW</li> </ul>
6	<i>Engine Service</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>MDO supply pump</i></li> <li>• <i>MDO purifier unit</i></li> <li>• <i>MDO transfer pump</i></li> <li>• <i>LO separator</i></li> <li>• <i>LO pre heater</i></li> <li>• <i>LO separator pump</i></li> <li>• <i>CO SW pump</i></li> <li>• <i>CO pre heater</i></li> <li>• CA Kompresor</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-</li> <li>-</li> <li>-</li> <li>-</li> <li>-</li> <li>-</li> <li>-</li> <li>-</li> <li>-</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•0,67 kW</li> <li>•0,70 kW</li> <li>•0,50 kW</li> <li>•0,70 kW</li> <li>•5,00 kW</li> <li>•0,30 kW</li> <li>•7,50 kW</li> <li>•12,0 kW</li> <li>•4,00 kW</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-</li> <li>-</li> <li>-</li> <li>-</li> <li>-</li> <li>-</li> <li>-</li> <li>-</li> <li>-</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•0,67 kW</li> <li>•0,70 kW</li> <li>•0,50 kW</li> <li>•0,70 kW</li> <li>•5,00 kW</li> <li>•0,30 kW</li> <li>•7,50 kW</li> <li>•12,0 kW</li> <li>•4,00 kW</li> </ul>
7	Regasifikasi <ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>LNG Pump</i></li> <li>• LNG Kompresor</li> <li>• <i>LNG HP Pump</i></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-</li> <li>-</li> <li>• 75 kW</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•40 kW</li> <li>•12 kW</li> <li>-</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-</li> <li>-</li> <li>• 75 kW</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•40 kW</li> <li>•12 kW</li> <li>-</li> </ul>

Lanjutan tabel 4.25.

No	Peralatan	Siang (CL)	Siang (IL)	Malam (CL)	Malam (IL)
8	<i>Loading System</i> • <i>Hoses Crane</i> • <i>N2 Generator</i>	- -	• 16,8 kW • 6,32 kW	- -	• 16,8 kW • 6,32 kW
9	<i>Ventilation</i> • <i>Blower</i>	• 11,7 kW	-	• 11,7 kW	-

Apabila dijumlah, maka *total load* terbesar ialah pada malam hari dan kondisi *loading* dikarenakan saat *loading* LNG pompa *fire fighting* pada FSRU JAYAPURA di-start yang dimana memiliki daya paling besar yakni 70 kW. Adapun perhitungan daya pada generator ialah sebagai berikut :

$$\text{Number Load} = \text{Continuous Load} + \text{Intermittent Load} + \text{Diversity}$$

$$\text{Number Load} = 54,3 \text{ kW} + 272,2 \text{ kW} + (0,55 * 272,2 \text{ kW})$$

$$\text{Number Load} = 476,2 \text{ kW}$$

Apabila ditambah kebutuhan untuk arus *start* pada *fire fighting pump* maka,

$$\text{Daya generator} = \text{Number Load} + (3 \times \text{daya pompa saat Start})$$

$$= 476,2 \text{ kW} + (3 \times 70 \text{ kW})$$

$$= 697,3 \text{ kW}$$

Sehingga apabila menggunakan MAN BW L23/30 DF, daya yang digunakan 98,2 % saat start dan 67,1 % saat kondisi normal. Maka dari itu diputuskan untuk menggunakan MAN L23/30 DF sebagai generator pada FSRU Jayapura.

#### 4.30. Perhitungan Stabilitas

Perhitungan stabilitas kapal diawali dengan *input loadcase* pada maxsurf *stability* untuk dapat mengetahui kondisi FSRU pada keadaan muatan penuh dan muatan kosong. Adapun masing-masing kondisi FSRU dalam ialah sesuai dengan pembahasan pada halaman selanjutnya :

##### 4.30.1. Keadaan Muatan Kosong

Keadaan muatan kosong ialah keadaan dimana FSRU hanya terisi 5% LNG pada masing-masing tangki dan menampung *ballast* (karena apabila tanpa *ballast* maka salah satu kriteria stabilitas tidak tercapai dan juga *ballast* disini memiliki fungsi untuk mengatasi *trim* dan *heeling* karena LNG di-regasifikasi sehingga salah satu atau beberapa tangki LNG hanya tersisa 5% saja), MDO, *lubricating oil* dan *fresh water* dalam kondisi penuh. Adapun *input* kondisi ini pada *loadcase* di maxsurf ialah seperti pada gambar 4.29.

	Item Name	Quantity	Unit Mass (tonne)	Total Mass (tonne)	Draft Volume (m³)	Total Volume (m³)	Comp. Area (m²)	Trans. Area (m²)	Vert. Area (m²)	Total FSRU Volume (m³)	FMR Type
1	Superior	1	200.000	200.000			40.000	8.000	8.000	0.000	0.000
2	Tank 1 (m)	1	676.000	676.000			10.000	2.000	2.000	0.000	0.000
3	Tank 1 (m)	1	676.000	676.000			10.000	2.000	2.000	0.000	0.000
4	Tank 2 (m)	1	676.000	676.000			10.000	2.000	2.000	0.000	0.000
5	Tank 2 (m)	1	676.000	676.000			10.000	2.000	2.000	0.000	0.000
6	Deck House	1	71.000	71.000			10.000	2.000	2.000	0.000	0.000
7	Deck House	1	71.000	71.000			10.000	2.000	2.000	0.000	0.000
8	Hull 1	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9	Hull 2	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10	Hull 3	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
11	Hull 4	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
12	Hull 5	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
13	Hull 6	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
14	Hull 7	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
15	Hull 8	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
16	Hull 9	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
17	Hull 10	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
18	Hull 11	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
19	Hull 12	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
20	Hull 13	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
21	Hull 14	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
22	Hull 15	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
23	Hull 16	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
24	Hull 17	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
25	Hull 18	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
26	Hull 19	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
27	Hull 20	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
28	Hull 21	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
29	Hull 22	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30	Hull 23	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
31	Hull 24	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
32	Hull 25	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
33	Hull 26	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
34	Hull 27	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
35	Hull 28	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
36	Hull 29	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
37	Hull 30	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
38	Hull 31	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
39	Hull 32	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
40	Hull 33	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
41	Hull 34	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
42	Hull 35	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
43	Hull 36	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
44	Hull 37	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
45	Hull 38	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
46	Hull 39	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
47	Hull 40	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
48	Hull 41	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
49	Hull 42	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
50	Hull 43	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
51	Hull 44	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
52	Hull 45	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
53	Hull 46	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
54	Hull 47	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
55	Hull 48	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
56	Hull 49	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
57	Hull 50	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
58	Hull 51	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
59	Hull 52	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
60	Hull 53	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
61	Hull 54	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
62	Hull 55	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
63	Hull 56	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
64	Hull 57	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
65	Hull 58	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
66	Hull 59	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
67	Hull 60	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
68	Hull 61	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
69	Hull 62	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
70	Hull 63	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
71	Hull 64	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
72	Hull 65	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
73	Hull 66	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
74	Hull 67	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
75	Hull 68	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
76	Hull 69	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
77	Hull 70	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
78	Hull 71	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
79	Hull 72	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
80	Hull 73	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
81	Hull 74	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
82	Hull 75	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
83	Hull 76	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
84	Hull 77	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
85	Hull 78	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
86	Hull 79	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
87	Hull 80	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
88	Hull 81	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
89	Hull 82	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
90	Hull 83	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
91	Hull 84	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
92	Hull 85	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
93	Hull 86	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
94	Hull 87	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
95	Hull 88	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
96	Hull 89	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
97	Hull 90	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
98	Hull 91	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
99	Hull 92	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
100	Hull 93	1	0.000	0.000			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

Gambar 4.29. Loadcase FSRU dalam Kondisi Muatan Kosong.

Dari gambar 4.29 dapat dilihat bahwa berat total yang ada pada FSRU ialah 9.790,9 ton yang ditunjukkan pada kotak merah. Maka dari itu adapun data *equilibrium* dari FSRU pada kondisi muatan kosong ialah sesuai dengan pembahasan pada halaman selanjutnya :

Tabel 4.26. Data mengenai Kondisi FSRU pada Muatan Kosong

No	Keterangan	Nilai
1	<i>Draft Amidships m</i>	3.223
2	<i>Displacement t</i>	9791
3	<i>Heel deg</i>	0
4	<i>Draft at FP m</i>	3.336
5	<i>Draft at AP m</i>	3.11
6	<i>Draft at LCF m</i>	3.222
7	<i>Trim (+ve by stern) m</i>	-0.226
8	<i>WL Length m</i>	96.461
9	<i>Beam max extents on WL m</i>	32.2

Lanjutan tabel.26

No	Keterangan	Nilai
10	<i>Wetted Area m<sup>2</sup></i>	3680.008
11	<i>Waterpl. Area m<sup>2</sup></i>	3099.549
12	<i>Prismatic coeff. (Cp)</i>	0.928
13	<i>Block coeff. (Cb)</i>	0.928
14	<i>Max Sect. area coeff. (Cm)</i>	1
15	<i>Waterpl. area coeff. (Cwp)</i>	0.998
16	<i>LCB from zero pt. (+ve fwd) m</i>	48.426
17	<i>LCF from zero pt. (+ve fwd) m</i>	48.171
18	<i>KB m</i>	1.646
19	<i>KG fluid m</i>	4.378
20	<i>BMt m</i>	27.931
21	<i>BML m</i>	250.607
22	<i>GMt corrected m</i>	25.199
23	<i>GML m</i>	247.876
24	<i>KMt m</i>	29.577
25	<i>KML m</i>	252.253
26	<i>Immersion (TPc) tonne/cm</i>	31.77
27	<i>MTc tonne.m</i>	248.924
28	<i>RM at 1deg = GMt.Disp.sin(1) tonne.m</i>	4306.084
29	<i>Max deck inclination deg</i>	0.133
30	<i>Trim angle (+ve by stern) deg</i>	-0.133
10	<i>Wetted Area m<sup>2</sup></i>	3680.008
11	<i>Waterpl. Area m<sup>2</sup></i>	3099.549
12	<i>Prismatic coeff. (Cp)</i>	0.928
13	<i>Block coeff. (Cb)</i>	0.928
14	<i>Max Sect. area coeff. (Cm)</i>	1
15	<i>Waterpl. area coeff. (Cwp)</i>	0.998
16	<i>LCB from zero pt. (+ve fwd) m</i>	48.426
17	<i>LCF from zero pt. (+ve fwd) m</i>	48.171
18	<i>KB m</i>	1.646

Dari tabel 4.24, dapat diketahui bahwa kondisi FSRU pada muatan kosong ialah *trim by bow* sebesar 0,226 m atau -0,133° sedangkan untuk *heeling* sebesar 0°. Kondisi ini telah memenuhi persyaratan untuk FSRU Jayapura



yang menyatakan bahwa *trim* dan *heeling* maksimal yang diperbolehkan ialah maksimal 1°.

#### 4.30.2. Keadaan Muatan Penuh

Keadaan muatan penuh ialah keadaan dimana FSRU hanya terisi 76 % LNG pada masing-masing tangki dan menampung MDO, *lubricating oil* dan *fresh water* dalam kondisi penuh. Adapun *input* kondisi ini pada *loadcase* di maxsurf ialah seperti pada gambar di bawah :

	Item Name	Quantity	Unit Mass kg/m³	Total Mass kg/m³	Unit Volume m³	Total Volume m³	Long Axis m	Trans. Axis m	Vert. Axis m	Total P. Mass kg/m³	FSRU Type
1	Lighter	1	2611.200	2611.200			45.000	0.000	4.400	0.000	Umsr Spn
2	Tank 1 air	1	1000.000	1000.000			33.881	7.164	4.422	0.000	Umsr Spn
3	Tank 1 oil	1	1760.000	1760.000			33.881	7.164	4.422	0.000	Umsr Spn
4	Tank 2 air	1	1000.000	1000.000			31.112	7.164	4.422	0.000	Umsr Spn
5	Tank 2 oil	1	1760.000	1760.000			31.112	7.164	4.422	0.000	Umsr Spn
6	Deck House	1	71.884	71.884			10.302	0.000	13.552	0.000	Umsr Spn
7	Cargo Crane	1	220.000	220.000			31.800	0.000	11.837	0.000	Umsr Spn
8	Mod 1	1	0.383	0.383			46.592	8.281	8.192	0.000	Umsr Spn
9	Mod 2	1	0.384	0.384			46.590	8.229	8.100	0.000	Umsr Spn
10	HP water 1	1	0.040	0.040			48.735	4.882	19.887	0.000	Umsr Spn
11	HP water 2	1	0.040	0.040			48.735	7.152	12.057	0.000	Umsr Spn
12	LP water 1	1	0.086	0.086			48.735	7.152	12.057	0.000	Umsr Spn
13	LP water 2	1	0.086	0.086			48.735	8.862	12.057	0.000	Umsr Spn
14	HP Natural Gas Trim Heater 1	1	1.000	1.000			40.857	4.475	11.455	0.000	Umsr Spn
15	HP Natural Gas Trim Heater 2	1	1.000	1.000			40.857	4.372	11.455	0.000	Umsr Spn
16	HP Natural Gas Trim Heater 3	1	1.000	1.000			40.857	4.577	11.455	0.000	Umsr Spn
17	LP Natural Gas Trim Heater 1	1	1.000	1.000			40.857	3.577	11.455	0.000	Umsr Spn
18	LP Natural Gas Trim Heater 2	1	1.000	1.000			40.857	3.677	11.455	0.000	Umsr Spn
19	LP Natural Gas Trim Heater 3	1	1.000	1.000			40.857	3.178	11.455	0.000	Umsr Spn
20	HP LNG Pump 1	1	1.000	1.000			40.584	8.381	11.918	0.000	Umsr Spn
21	HP LNG Pump 2	1	1.000	1.000			40.584	3.654	16.575	0.000	Umsr Spn
22	Generator 1	1	16.800	16.800			8.000	1.790	2.980	0.000	Umsr Spn
23	Generator 2	1	16.800	16.800			8.000	1.790	2.980	0.000	Umsr Spn
24	Cargo House	1	12.556	12.556			20.811	0.000	16.190	0.000	Umsr Spn
25	Winch 1 air	1	4.400	4.400			3.300	13.880	8.000	0.000	Umsr Spn
26	Winch 1 oil	1	8.400	8.400			3.300	13.880	8.000	0.000	Umsr Spn
27	Winch 2 air	1	4.400	4.400			34.000	13.880	8.000	0.000	Umsr Spn
28	Winch 2 oil	1	8.400	8.400			34.000	13.880	8.000	0.000	Umsr Spn
29	Tank 1 air	9%	920.364	0.360	600.000	0.000	34.577	7.881	0.000	0.000	Maxsurf
30	Tank 1 oil	9%	982.884	0.360	600.000	0.000	34.577	7.881	0.000	0.000	Maxsurf
31	Tank 2 air	9%	1000.000	0.360	600.000	0.000	31.269	7.817	0.000	0.000	Maxsurf
32	Tank 2 oil	9%	1000.000	0.360	600.000	0.000	31.269	7.817	0.000	0.000	Maxsurf
33	CA compressor 1	1	0.710	0.710			8.752	11.747	2.662	0.000	Umsr Spn
34	CA compressor 2	1	0.710	0.710			8.752	12.827	2.662	0.000	Umsr Spn
35	CA compressor vessel 1	1	0.300	0.300			8.750	11.752	3.470	0.000	Umsr Spn
36	CA compressor vessel 2	1	0.300	0.300			8.750	14.886	3.470	0.000	Umsr Spn
37	CO2	1	0.000	0.000			8.870	13.350	3.238	0.000	Umsr Spn
38	CO2 pump	1	0.000	0.000			8.870	14.886	3.484	0.000	Umsr Spn
39	Flare 1	1	0.000	0.000			10.260	13.114	2.819	0.000	Umsr Spn
40	Flare 2	1	0.000	0.000			10.260	14.281	2.819	0.000	Umsr Spn
41	Emergency PFI	1	0.171	0.171			3.880	10.083	0.600	0.000	Umsr Spn
42	DE 1	1	0.000	0.000			12.000	13.114	3.816	0.000	Umsr Spn
43	DE 2	1	0.000	0.000			12.000	14.281	3.816	0.000	Umsr Spn
44	LO separator feed pump	1	0.045	0.045			7.380	12.076	2.460	0.000	Umsr Spn
45	LO purifier	1	0.080	0.080			7.380	14.081	2.838	0.000	Umsr Spn
46	LO Treater separator	1	0.080	0.080			8.281	15.218	2.960	0.000	Umsr Spn
47	FO muddy pump 1	1	0.045	0.045			8.281	12.114	2.460	0.000	Umsr Spn
48	FO muddy pump 2	1	0.045	0.045			8.281	14.018	2.460	0.000	Umsr Spn
49	FO purifier 1	1	0.080	0.080			8.600	14.116	2.600	0.000	Umsr Spn
50	FO purifier 2	1	0.080	0.080			8.600	15.263	2.600	0.000	Umsr Spn
51	FO transfer pump 1	1	0.045	0.045			15.818	14.018	2.586	0.000	Umsr Spn
52	FO transfer pump 2	1	0.045	0.045			15.818	15.379	2.586	0.000	Umsr Spn
53	CO pump 1	1	0.183	0.183			12.000	14.787	3.816	0.000	Umsr Spn
54	CO pump 2	1	0.183	0.183			12.000	12.238	3.816	0.000	Umsr Spn
55	CO control valve 1	1	0.080	0.080			12.000	11.854	3.000	0.000	Umsr Spn
56	CO control valve 2	1	0.080	0.080			12.000	13.926	2.986	0.000	Umsr Spn
57	CO gas heater 1	1	0.075	0.075			10.543	11.854	3.077	0.000	Umsr Spn
58	MDO Storage tank (oil)	98%	46.824	46.824	66.742	66.837	15.627	8.544	9.090	0.000	Maxsurf
59	MDO Storage tank (air)	98%	46.831	46.831	36.742	36.837	14.637	8.544	9.090	0.000	Maxsurf
60	MDO Daily Tank (oil)	98%	33.418	1.876	3.400	3.392	11.877	19.800	9.000	0.000	Maxsurf
61	MDO Daily Tank (air)	98%	33.418	1.876	3.400	3.392	11.877	14.898	9.000	0.000	Maxsurf
62	Fresh Water Tank	98%	8.163	0.360	8.163	0.360	3.777	0.000	0.807	0.000	Maxsurf
63	LO Tank	98%	8.817	0.360	8.817	0.360	11.877	0.000	0.400	0.000	Maxsurf
64	Total Loadcase			10378.496	2290.000	121.394	48.000	8.800	7.400	8.800	
65	PFI condition										
66	CO2 Fuel										

Gambar 4.30. Loadcase FSRU dalam Kondisi Muatan Penuh

Dari gambar diatas dilihat bahwa berat total yang ada pada FSRU ialah 10.378,496 ton yang ditunjukkan pada kotak merah. Maka dari itu adapun data *equilibrium* dari FSRU pada kondisi muatan kosong ialah sesuai dengan tabel 4.25.

Tabel 4.27. Data mengenai Kondisi FSRU pada Muatan Penuh

No	Keterangan	Nilai
1	<i>Draft Amidships m</i>	3.407
2	<i>Displacement t</i>	10378
3	<i>Heel deg</i>	0
4	<i>Draft at FP m</i>	3.458
5	<i>Draft at AP m</i>	3.356
6	<i>Draft at LCF m</i>	3.406
7	<i>Trim (+ve by stern) m</i>	-0.102
8	<i>WL Length m</i>	96.587
9	<i>Beam max extents on WL m</i>	32.2
10	<i>Wetted Area m<sup>2</sup></i>	3723.277
11	<i>Waterpl. Area m<sup>2</sup></i>	3103.51
12	<i>Prismatic coeff. (Cp)</i>	0.945
13	<i>Block coeff. (Cb)</i>	0.944
14	<i>Max Sect. area coeff. (Cm)</i>	1
15	<i>Waterpl. area coeff. (Cwp)</i>	0.998
16	<i>LCB from zero pt. (+ve fwd) m</i>	48.111
17	<i>LCF from zero pt. (+ve fwd) m</i>	48.233
18	<i>KB m</i>	1.74
19	<i>KG fluid m</i>	7.455
20	<i>BMt m</i>	26.381
21	<i>BML m</i>	237.348
22	<i>GMt corrected m</i>	20.666
23	<i>GML m</i>	231.633
24	<i>KMt m</i>	28.121
25	<i>KML m</i>	239.088
26	<i>Immersion (TPc) tonne/cm</i>	31.811
27	<i>MTc tonne.m</i>	246.554
28	<i>RM at 1deg = GMt.Disp.sin(1) tonne.m</i>	3743.158
29	<i>Max deck inclination deg</i>	0.0598
30	<i>Trim angle (+ve by stern) deg</i>	-0.0598

Dari tabel 4.27, dapat diketahui bahwa kondisi FSRU pada muatan kosong ialah *trim by bow* sebesar 0,83 m atau  $-0,4878^\circ$  sedangkan untuk *heeling* sebesar  $0^\circ$ . Kondisi ini telah memenuhi persyaratan untuk FSRU JAYAPURA yang menyatakan bahwa *trim* dan *heeling* maksimal yang diperbolehkan ialah maksimal  $1^\circ$ .

#### 4.30.3. Stability Booklet

*Stability booklet* pada FSRU Jayapura ialah dihitung berdasarkan aturan IMO yang berlaku untuk semua kapal. Adapun tampilan *stability booklet* pada FSRU Jayapura ialah sebagai berikut:

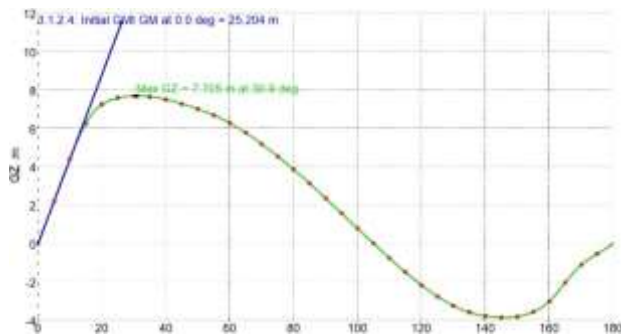
Tabel 4.28. *Stability Booklet*

Kondisi			1	2
			Muatan Kosong	Muatan Penuh
<i>Leight Weight</i>		(t)	5805.05	5805.05
<i>Fuel Oil</i>		(t)	97.68	97.68
<i>Lube Oil</i>		(t)	1.259	1.259
<i>Ballast Water</i>		(t)	3882.78	0
<i>Fresh Water</i>		(t)	6.183	6.183
<i>Displacement</i>		(t)	9791	14262
<i>Draft</i>	<i>fore</i>	(m)	3.336	5.037
	<i>aft</i>	(m)	3.11	4.207
	<i>mean</i>	(m)	3.223	4.622
<i>Trim</i>		(m)	0.83	0.48
<i>T.P.C</i>		(t)	32.081	32.081
<i>M.T.C</i>		(m)	254.37	248.92
<i>K.G</i>		(m)	5.645	4.378
<i>G.M</i>		(m)	16.05	25.199
<i>Judgment</i>			<i>Good</i>	<i>Good</i>
<i>Stability</i>	<i>Area 0-30</i>	(m-deg)	159	131
	<i>Area 30-<math>\theta</math> u</i>	(m-deg)	76,4	58,6
	<i>Area 0-40 <math>\theta</math> u</i>	(m-deg)	235	189.9
	<i>Max GZ</i>	(m)	7.704	5.9

Pada tabel 4.28, dapat dilihat bahwa lengan pembalik (GZ) pada kondisi muatan kosong lebih besar dibandingkan dengan kondisi muatan penuh,

ini berarti *maximum heeling* yang terjadi pada kondisi kosong lebih besar dibandingkan kondisi penuh. Adapun grafik *stability booklet* yang dapat diketahui dari *maxsurf stability* sebagai *large angle stability* ialah sesuai pada gambar dibawah ini :

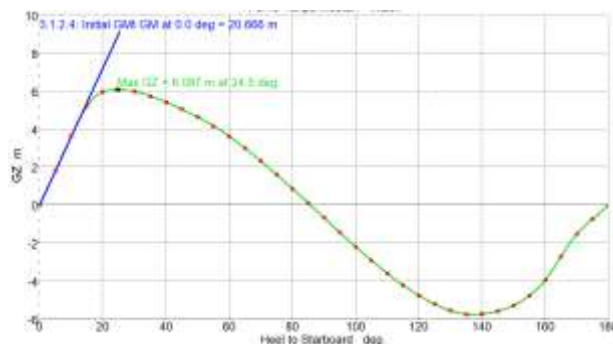
### 1. Grafik *Righting Arm* pada Muatan Kosong



Gambar 4.31. Grafik *Righting Arm* pada saat Muatan Kosong

Pada gambar diatas dapat dilihat bahwa GZ akan bernilai positif sebelum sudut kemiringan mencapai 105°. Namun pada sudut 105° posisi CG (*centre of gravity*) dan CB (*centre of buoyancy*) berada pada 1 titik yang sama (mengalami kestabilan netral).

### 2. Grafik *Righting Arm* pada Muatan Penuh



Gambar 4.32. Grafik *Righting Arm* pada saat Muatan Penuh

Pada gambar diatas dapat dilihat bahwa GZ akan bernilai positif sebelum sudut kemiringan mencapai 85°. Namun pada sudut 85° memiliki nilai 0 pada sudut kemiringan 85° dan 180° posisi CG (*centre of gravity*) dan CB (*centre of buoyancy*) berada pada 1 titik yang sama (mengalami kestabilan netral).

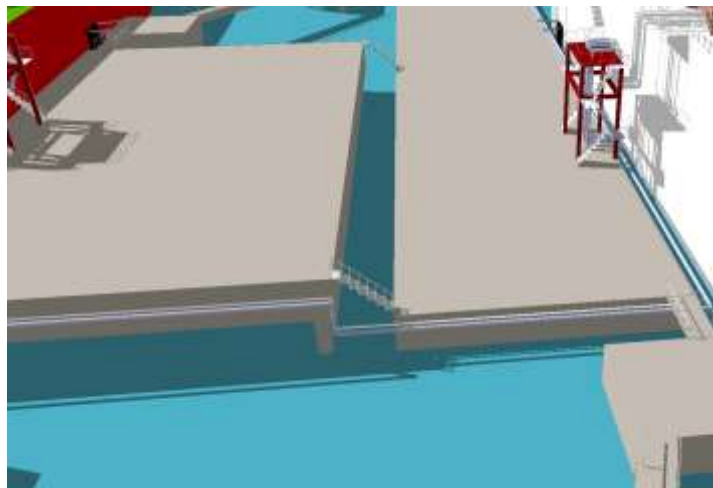
#### 4.31. Desain 3 Dimensi FSRU Jayapura

Berikut merupakan desain 3 dimensi FSRU Jayapura bersama dengan kapal LNG yang mensuplai LNG kepada FSRU Jayapura.



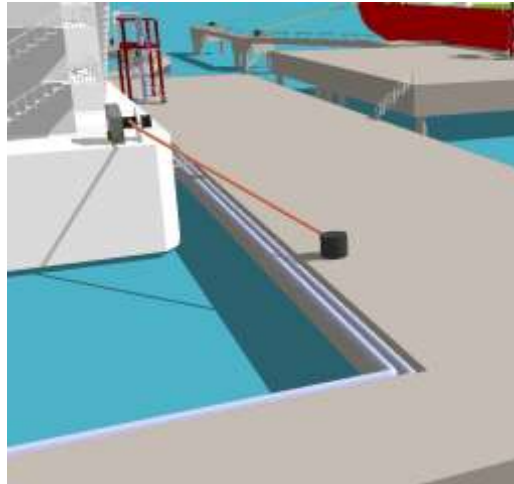
Gambar 4.33. Gambar 3 Dimensi FSRU Jayapura Bersama dengan Kapal LNG

Pada gambar 4.33 diatas, dapat dilihat bahwa FSRU Jayapura dan kapal LNG ditambatkan pada 2 *jetty* yang berbeda. Ini dikarenakan *free board* FSRU pada kondisi muatan penuh ialah lebih rendah dibandingkan ketinggian *jetty* untuk kapal LNG. Tentunya kondisi ini sangat tidak menguntungkan apabila *jetty* untuk FSRU Jayapura dan kapal LNG dijadikan sama, karena lokasi *mooring* pada FSRU Jayapura akan memiliki posisi yang lebih rendah daripada *jetty*, sehingga tali tambat akan saling bergesekan dengan *jetty* tersebut.



Gambar 4.34. Pipa Loading LNG dan *Vapour Return*

Pada gambar 4.34 dapat dilihat bahwa terdapat 2 pipa yaitu masing-masing pipa LNG loading dan pipa vapour return.



Gambar. 4.35. Pipa *Sendout* menuju Pembangkit Listrik

Pada gambar 4.35 diatas dapat dilihat bahwa ada 2 *sendout pipe* yaitu high pressure line dan low pressure yang telah dihitung pada pembahasan 4.13.

## BAB 5

### KESIMPULAN dan SARAN

#### 5.1. Kesimpulan

Setelah dilakukan berbagai perhitungan dalam pengerjaan tugas akhir ini, adapun kesimpulan yang didapat dari desain konseptual FSRU Jayapura ialah sebagai berikut :

1. FSRU Jayapura memiliki *basic design* sebagai berikut:

- Desain FSRU Jayapura memiliki lambung berupa tongkang (*barge*) dengan ukuran utama yaitu :

LOA (*Length Overall*) = 97,5 m

*Breadth* = 32,2 m

*Height* = 8,1 m

- Tangki yang terpilih sebagai LNG *storage tank* pada FSRU Jayapura ialah 4 *independent type C tank* dengan masing-masing volume tangki ialah 3.750 m<sup>3</sup>.
- Tangki LNG pada FSRU Jayapura ditutup oleh *cargo cover* yang bertujuan untuk memberikan luasan untuk dapat meletakkan perpipaan dan fasilitas lainnya seperti *cargo machinery room* yang berisi BOG *compressor* serta *bog heater* dan *dry powder room* yang berisi *dry powder* untuk keperluan pemadam kebakaran.
- FSRU Jayapura memiliki 2 *generator* utama dengan daya mesin 750 kW dan daya *output* dari *altenator* ialah 710 kW. *Generator* ini menggunakan MAN BW L23/30 DF. Dalam operasionalnya hanya 1 generator yang beroperasi, sedangkan *generator* lainnya sebagai *redundancy* apabila dilakukan *overhaul*.

2. Berikut merupakan sistem *loading* LNG dan sistem regasifikasi yang digunakan pada FSRU Jayapura:

- *Loading manifold* memiliki diameter dalam sebesar 264,2 mm.
- Fasilitas regasifikasi yang terpilih ialah AAV (*ambient air vaporizer*) dengan bantuan *natural gas trim heater* dimana menggunakan uap sebagai media penghantar panas yang di produksi pada boiler. FSRU Jayapura memiliki 2 *export line* yaitu *high pressure line* untuk mensuplai *natural gas* pada MPP Jayapura dan *low pressure line* untuk mensuplai *natural gas* menuju PLTG Jayapura *peaker* serta PLTG Jayapura *load follower* dengan kapasitas masing-masing 34,4 m<sup>3</sup>/h dan 35,5 m<sup>3</sup>/h.

3. Diameter pipa gas menuju pembangkit untuk *high pressure line* dan *low pressure line* ialah sama-sama memiliki ukuran 598,52 mm.
4. FSRU Jayapura dinyatakan stabil setelah melakukan perhitungan pada *maxsurf stability* dengan kriteria yang diberikan oleh IMO (*International Maritime Organization*)-chapter 3, dengan luasan yang terbentuk pada grafik pada masing-masing kondisi ialah:
  - Muatan Kosong  
 Area yang terbentuk pada kemiringan  $0^0$ - $30^0$  ialah 159 m-deg  
 Area yang terbentuk pada kemiringan  $30^0$ - $40^0$  ialah 76,4 m-deg  
 Area yang terbentuk pada kemiringan  $30^0$ - $40^0$  ialah 235 m-deg
  - Muatan Penuh.  
 Area yang terbentuk pada kemiringan  $0^0$ - $30^0$  ialah 131 m-deg  
 Area yang terbentuk pada kemiringan  $30^0$ - $40^0$  ialah 58,6 m-deg  
 Area yang terbentuk pada kemiringan  $30^0$ - $40^0$  ialah 189.9 m-deg

## 5.2. Saran

Setelah dilakukan proses desain konseptual untuk FSRU Jayapura, maka didapatkan beberapa saran sebagai berikut :

1. Dibutuhkan studi lebih lanjut mengenai fasilitas regas yang terbaik dan melakukan perhitungan LMTD untuk dapat melakukan *sizing* pada *heat exchanger* yang terpilih.
2. Dibutuhkan analisa dalam menentukan *mooring system* yang sesuai dengan kondisi lingkungan, ukuran utama FSRU dan kapal LNG yang akan mensuplai LNG menuju FSRU.
3. Diperlukan perhitungan, *emergency generator*, *safety valve* dan penempatan *venting stack* dengan mempertimbangkan dispersi gas yang di-venting.
4. Dibutuhkan perhitungan dan analisa stabilitas yang lebih detail untuk FSRU Jayapura.



## DAFTAR PUSTAKA

- Antara, G. B. D. S., 2014. Optimasi dan Analisa Keekonomian Distribusi LNG ke Pembangkit di Wilayah Papua.
- Bela G, L., 2003. *Instrument Engineers Handbook*. fourth ed. s.l.:s.n.
- Dewabrata, A., 2014. *Desain Fasilitas Penerima LNG Berdasarkan NFPA 59A, Studi Kasus : PLTG Gilimanuk, PLTG Pamaron dan PLTG Pesanggaran*. Surabaya: s.n.
- DNV-GL, 2009. Part 5, Chapter 3. In: *Oil Carrier*. s.l.:s.n.
- DNV-GL, 2011. Part 5, Chapter 5. In: *Liquefied Natural Gas*. s.l.:s.n.
- DNV-GL, 2015. OS-D301. In: *Fire Protection*. s.l.:s.n.
- DNV-GL, n.d. Part 3, Chapter 11. In: *Hull Equipment, Supporting Structure and Appendages*. s.l.:s.n.
- DNV-GL, n.d. Part 3, Chapter 6. In: *Piping System*. s.l.:s.n.
- DNV-GL, n.d. Part 4, Chapter 6. In: *Piping System*. s.l.:s.n.
- Hardjanto, A., 2010. *Pengaruh Kelebihan dan Pergeseran Muatan di atas Kapal Terhadap Stabilitas Kapal*. Surabaya: s.n.
- Henderson, J., 2017. The Outlook for Floating Storage and Regasification Unit (FSRUs).
- IMO, 2008. Review of MEPC.1/CIRC.511 and Relevant MARPOL ANNEX 1 and ANNEX VI Requirements. In: s.l.:s.n.
- Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, 2016. *RUPTL (Rencana Umum Penyediaan Tenaga Listrik)*, s.l.: s.n.
- Kumboro, A., 2015. *Desain Sistem Perpipa Bongkar Muat pada Kapal LNG Kapasitas 19.100 m<sup>3</sup>*. Surabaya: s.n.
- MTLNG, n.d. *LNG Infrastructure and Shipbuilding*, 2015: s.n.
- Muhammad, K. R., 2014. Supply Chain Analysis And Upgrading Of Liquefied Natural Gas (Lng) To Meet Finish Gas Market Specifications.
- Paulo, M. & Carlos, P., 2007. Considerations About Equations for Steady State Flow in Natural Gas Pipelines.

PaxOcean, n.d. Product-Brosure-25000m3-FSRU.

Philip, K., 2015. Motor Bakar Torak.


Soegiono & Artana, K. B., 2006. *Transportasi LNG Indonesia*. Surabaya: Airlangga University Press.

SOLAS, 2004. Construction-Fire Protection, Fire Detection and Fire Extinction. In: *SOLAS Chapter II-2*. s.l.:s.n.

Watson, D., 1998. *Practical Ship Design*. s.l.:s.n.

LAMPIRAN

1. Perhitungan Lampu pada FSRU Jayapura



ITS  
INTEGRATED  
TERMINAL  
SYSTEMS

## LIGHTING AND ELECTRICAL TERMINAL CALCULATION

### A. MAIN DECK

No	AREA	Room dimension			H	h		area		index		intensity (E)	type of armature				reflection factor			
		P (m)	L (m)	T (m)		(m)	(m)	A (m <sup>2</sup> )	(k)	Fluxs	index		Σ	type	power (watt)	rc	rw	rf		
1	Paint Store																			
2	Mechanical Store	3	4.32	2.5	0.00	2.500	12.959	0.708	200	10b	2	FL	20	0.75	0.5	0.1				
3	Electrical Store	3	4.32	2.5	0.00	2.500	12.959	0.708	200	14	2	FL	20	0.75	0.5	0.1				
4	Change Room	3	4.32	2.5	0.00	2.500	12.959	0.708	200	14	2	FL	20	0.75	0.5	0.1				
5	Hospital	2	3.82	2.5	0.70	2.500	7.640	0.525	500	10b	2	FL	20	0.75	0.5	0.1				
6	Hospital's Bathroom	1.98	1.64	2.5	0.00	2.500	3.247	0.359	200	4	1	FL	15	0.75	0.5	0.1				
7	CO2 room	3.6	3.3	2.5	0.00	2.500	11.880	0.689	200	14	2	FL	20	0.75	0.5	0.1				
8	Emergency Generator Room	3.6	4	2.5	0.00	2.500	14.400	0.758	200	14	2	FL	20	0.75	0.5	0.1				
9	AHU	3.6	4	2.5	0.00	2.500	14.400	0.758	200	14	2	FL	20	0.75	0.5	0.1				
10	Toilet	3.6	3.3	2.5	0.00	2.500	11.880	0.689	200	4b	2	FL	20	0.75	0.5	0.1				
11	Gangway 1 (indoor)	1.2	22.6	2.5	0.00	2.500	27.120	0.456	150	9b	1	FL	20	0.75	0.5	0.1				
12	Gangway 2 (indoor)	3.6	1	2.5	0.00	2.500	3.600	0.313	150	9b	1	FL	20	0.75	0.5	0.1				
13	Gangway 3 (indoor)	3.6	1	2.5	0.00	2.500	3.600	0.313	150	9b	1	FL	20	0.75	0.5	0.1				
14	Gangway 1 (outdoor)	2.4	22.6	3	0.00	3.000	54.240	0.723	100	IP65	1	LED	150	0.3	0.3	0.1				
15	Gangway 2 (outdoor)	9	4.8	3	0.00	3.000	43.200	1.043	100	IP65	1	LED	150	0.3	0.3	0.1				
16	Gangway 3 (outdoor)	9	4.8	3	0.00	3.000	43.200	1.043	100	IP65	1	LED	150	0.3	0.3	0.1				
17	Muster Area + Mooring	4	25.6	3	0.00	3.000	102.400	1.153	100	IP65	1	LED	150	0.3	0.3	0.1				






# LIGHTING AND ELECTRICAL TERMINAL CALCULATION

## B. 2nd Deck

No	AREA	Room dimension				h	area		index		intensity (E)	type of armature			reflection factor				
		P	L	T	H		room	A (m <sup>2</sup> )	room	(K)		Flux	Index	Σ	type	power (watt)	rs	rw	rt
1	Mess Room 1 (eksekutif)	3	2.25	2.5	0.70	1.800	6.750	0.714	150	10b	2	FL	20	0.75	0.5	0.1	0.1		
2	Rest Room 1	3	2.25	2.5	0.70	1.800	6.750	0.714	150	9	1	FL	20	0.75	0.5	0.1	0.1		
3	Meeting Room	3	4.52	2.5	0.70	1.800	13.560	1.002	500	10b	2	FL	20	0.75	0.5	0.1	0.1		
4	Rest Room 2	3	2.25	2.5	0.70	1.800	6.750	0.714	150	9	1	FL	20	0.75	0.5	0.1	0.1		
5	Tempat ibadah	3	2.25	2.5	0.70	1.800	6.750	0.714	150	9	1	FL	20	0.75	0.5	0.1	0.1		
6	Office Department 1	3	2.25	2.5	0.70	1.800	6.750	0.714	500	10b	2	FL	20	0.75	0.5	0.1	0.1		
7	Office Sub-department 1	3	2.25	2.5	0.70	1.800	6.750	0.714	500	10b	2	FL	20	0.75	0.5	0.1	0.1		
8	Office Department 2	3	2.25	2.5	0.70	1.800	6.750	0.714	500	10b	2	FL	20	0.75	0.5	0.1	0.1		
9	Office Sub-department 2	3	2.25	2.5	0.70	1.800	6.750	0.714	500	10b	2	FL	20	0.75	0.5	0.1	0.1		
10	Mess Room 2	3.6	4.3	2.5	0.70	1.800	15.480	1.089	150	10b	2	FL	20	0.75	0.5	0.1	0.1		
11	Pantry	3.6	2	2.5	0.70	1.800	7.200	0.714	500	10b	2	FL	20	0.75	0.5	0.1	0.1		
12	Galley	3.6	2	2.5	0.70	1.800	7.200	0.714	500	10b	2	FL	20	0.75	0.5	0.1	0.1		
13	Dry Storage	3.6	2	2.5	0.00	2.500	7.200	0.514	200	9	1	FL	20	0.75	0.5	0.1	0.1		
14	Cold Storage	3.6	2	2.5	0.00	2.500	7.200	0.514	200	13	1	FL	20	0.75	0.5	0.1	0.1		
15	Toilet	3.6	4.3	2.5	0.00	2.500	15.480	0.784	200	4b	2	FL	20	0.75	0.5	0.1	0.1		
16	Gangway 1 (indoor)	1.2	22.6	2.5	0.00	2.500	27.120	0.456	150	9b	1	FL	20	0.75	0.5	0.1	0.1		
17	Gangway 2 (indoor)	3.6	1	2.5	0.00	2.500	3.600	0.313	150	9b	1	FL	20	0.75	0.5	0.1	0.1		
18	Gangway 3 (indoor)	3.6	1	2.5	0.00	2.500	3.600	0.313	150	9b	1	FL	20	0.75	0.5	0.1	0.1		
19	Gangway 1 (outdoor)	2.4	25.6	3	0.00	3.000	61.440	0.731	100	IP65	1	LED	150	0.3	0.3	0.3	0.1		
20	Gangway 2 (outdoor)	9	1.5	2.5	0.00	2.500	13.500	0.514	100	IP65	1	LED	150	0.3	0.3	0.3	0.1		
21	Gangway 3 (outdoor)	9	1.5	2.5	0.00	2.500	13.500	0.514	100	IP65	1	LED	150	0.3	0.3	0.3	0.1		





ITS  
INTEGRATED  
TECHNOLOGY  
SOLUTIONS

## LIGHTING AND ELECTRICAL TERMINAL CALCULATION

### C. 3rd Deck

No	AREA	Room dimension			H	h	area		index		intensity (E)	of armature			reflection factor						
		P (m)	L (m)	T (m)			room A (m <sup>2</sup> )	room (k)	Fluxs			index	Σ	type	power (watt)	rs	rw	rf			
1	Cargo Control Room	4.2	22.6	2.5	0.70	1.800	94.920	1.968	500	500	10b	2	2	FL	20	0.75	0.5	0.1			
2	LNG Sampling	3.6	4.3	2.5	0.70	1.800	15.480	1.089	500	500	10b	2	2	FL	20	0.75	0.5	0.1			
3	Office Department 3	3.6	2	2.5	0.70	1.800	7.200	0.714	500	500	10b	2	2	FL	20	0.75	0.5	0.1			
4	Rest Room 3	3.6	2	2.5	0.70	1.800	7.200	0.714	150	150	9	1	1	FL	20	0.75	0.5	0.1			
5	Battery Room	3.6	5.65	2.5	0.70	1.800	20.340	1.222	150	150	9	1	1	FL	20	0.75	0.5	0.1			
6	Toilet	3.6	2.65	2.5	0.00	2.500	9.540	0.611	200	200	4b	2	2	FL	20	0.75	0.5	0.1			
7	Gangway 2 (indoor)	3.6	1	2.5	0.00	2.500	3.600	0.313	150	150	9b	1	1	FL	20	0.75	0.5	0.1			
8	Gangway 3 (indoor)	3.6	1	2.5	0.00	2.500	3.600	0.313	150	150	9b	1	1	FL	20	0.75	0.5	0.1			
9	Gangway 1 (outdoor)	2.4	25.6	3	0.00	3.000	61.440	0.731	100	100	IP65	1	1	LED	150	0.3	0.3	0.1			
10	Gangway 2 (outdoor)	9	1.5	2.5	0.00	2.500	13.500	0.514	100	100	IP65	1	1	LED	150	0.3	0.3	0.1			
11	Gangway 3 (outdoor)	9	1.5	2.5	0.00	2.500	13.500	0.514	100	100	IP65	1	1	LED	150	0.3	0.3	0.1			

										Project : FSRU JAYAPURA						
										Doc. No : Tugas Akhir						
										Rev. No :						
										Halaman :						
Range of Efficiency				efficiency		factor diversity (d)	light flux Φ	light flux (lumen)	Σ armature n	N	power Armature (Watt)	contact (A)				
k1	Eff 1	k2	Eff 2	Penerangan	2							n <sub>1</sub>	n <sub>2</sub>	n <sub>3</sub>	n <sub>4</sub>	
1.50	0.405	2.00	0.433	0.431		0.70	110068	5000	31.45	32	1280	1	1			
1.00	0.353	1.25	0.382	0.363		0.70	21306	5000	6.09	7	280	1	2			
0.60	0.265	0.80	0.322	0.298		0.70	12098	5000	3.46	4	160	1	1			
0.60	0.262	0.80	0.314	0.292		0.70	3702	2500	2.12	3	60	1				
1.00	0.574	1.25	0.626	0.620		0.75	4920	2500	2.62	3	60	1				
0.60	0.285	0.80	0.322	0.287		0.70	6649	5000	1.90	2	80					
0.60	0.262			0.262		0.70	2061	2500	1.18	2	40					
0.60	0.262			0.262		0.70	2061	2500	1.18	2	40					
0.60	0.117	0.80	0.258	0.210		0.65	29305	15000	3.01	4	600					
0.60	0.117			0.117		0.65	11538	15000	1.18	2	300					
0.60	0.117			0.117		0.65	11538	15000	1.18	2	300					
Total							63		3200		5		4		0	
							P.Stop contact (Watt)		1760		2816		0		0	






## LIGHTING AND ELECTRICAL TERMINAL CALCULATION

### G. PLATFORM

No	AREA	Room dimension			H	h	area	index	intensity	type of armature			reflection factor			
		P	L	T			room	room	(E)	index	Σ	type	power	rs	rw	rf
		(m)	(m)	(m)			(m)	(m)	A (m <sup>2</sup> )	(k)	Fluxs			(watt)		
1	Engine Control Room	6.6	4	3	0.70	2.300	26.400	1.083	500	14	2	FL	20	0.75	0.5	0.1
2	Workshop	6.6	4	3	0.70	2.300	26.400	1.083	500	14	2	FL	20	0.75	0.5	0.1
3	space 1	9	8.6	3	0.00	3.000	77.400	1.466	300	14	2	FL	20	0.75	0.5	0.1
4	space 2	1.2	16.5	3	0.00	3.000	19.800	0.373	150	14	2	FL	20	0.75	0.5	0.1
5	space 3	9	8.6	3	0.00	3.000	77.400	1.466	300	14	2	FL	20	0.75	0.5	0.1
6	space 4	1.2	16.5	3	0.00	3.000	19.800	0.373	150	14	2	FL	20	0.75	0.5	0.1

										Project : FSRU JAYAPURA
										Doc. No : Tugas Akhir
										Rev. No :
										Halaman :

Range of Efficiency			efficiency Penerangan	factor diversity (d)	light flux $\Phi$	light flux (lumen)	$\Sigma$ armature n	N	power Armature (Watt)	Stop contact (A)					
k1	Eff 1	k2	Eff 2							2	4	6	10	n <sub>1</sub>	n <sub>4</sub>
1.00	0.574	1.25	0.626	0.591	0.75	22326	5000	6	240	1	2				
1.00	0.574	1.25	0.626	0.591	0.75	22326	5000	6	240	0	2	0	0		
1.25	0.626	1.50	0.671	0.665	0.75	34924	5000	10	400	0	0	0	0		
0.60	0.421			0.421	0.75	7055	5000	2	80	0	0	0	0		
1.25	0.626	1.50	0.671	0.665	0.75	34924	5000	10	400	0	0	0	0		
0.60	0.421			0.421	0.75	7055	5000	2	80	0	0	0	0		
Total								18	1440	1	4	0	0		
P.Stop contact (Watt)										352	2816	0	0		

	<b>LIGHTING AND ELECTRICAL TERMINAL CALCULATION</b>
-----------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------

**G. Tanktop**

No	AREA	Room dimension			H	h	area	index	intensity	of armature			reflection factor				Range
		P	L	T			room	room	(E)	index	Σ	type	power	rs	rw	rf	
		(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	A (m <sup>2</sup> )	(k)	Fluxs				(watt)				
1	Engine Room Space	9	3.2.2	3	0.00	3.000	289.800	2.345	400	14	2	FL	20	0.75	0.5	0.1	

		Project	: FSRU JAYAPURA
		Doc. No	: Tugas Akhir
		Rev. No	:
		Halaman	:

e of Efficiency				factor	light flux	light flux (lumen)	Σ armature	N	power	Stop contact (A)			
k1	Eff 1	k2	Eff 2							2	n <sub>1</sub>	n <sub>2</sub>	n <sub>3</sub>
				diversity (d)	Φ		n		Armature (Watt)	n <sub>1</sub>		n <sub>2</sub>	n <sub>3</sub>
2.00	0.729	2.50	0.793	0.75	149939	5000	39.98	40	1600				n <sub>4</sub>
					Total	5000		40	1600	0	0	0	0
					P.Stop contact (Watt)					0	0	0	0



LIGHTING AND ELECTRICAL TERMINAL CALCULATION

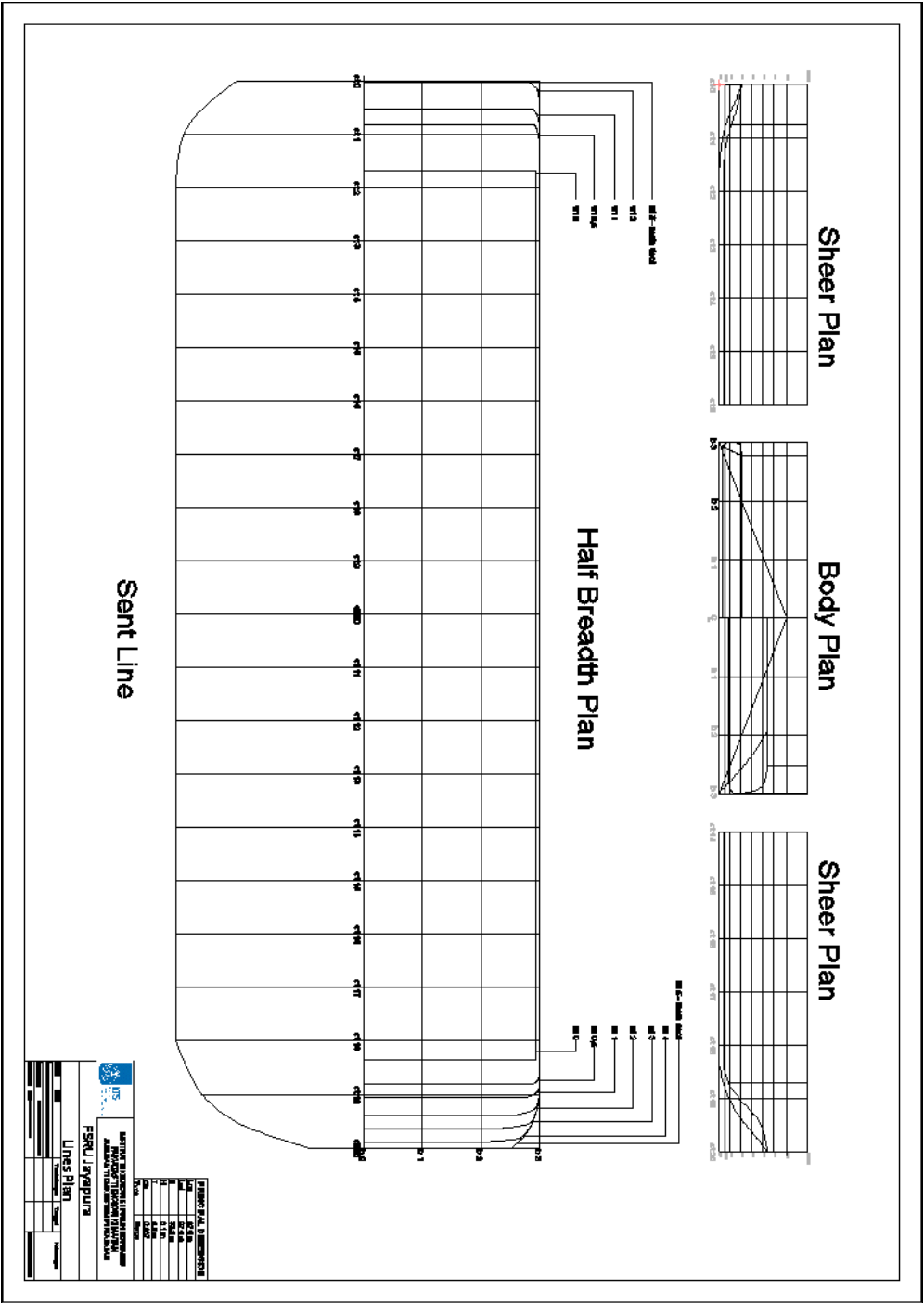
E. CARGO AREA

No	AREA	Room dimension			H	h	area	index	intensity	of armature		reflection factor			Rang	
		P	L	T			room	room	(E)	index	Σ	type	power	rs		rw
		(m)	(m)	(m)	(m)	A (m2)	(k)	Fluxs			(wat)					
1	Outside Gangway 1	1.3	22.6	7	0.00	7.000	29.380	0.176	100	IP65	1	LED	150	0.3	0.3	0.1
2	Outside Gangway 2	72.8	2.21	7	0.00	7.000	160.888	0.306	100	IP65	1	LED	150	0.3	0.3	0.1
3	Outside Gangway 3	72.8	2.21	7	0.00	7.000	160.888	0.306	100	IP65	1	LED	150	0.3	0.3	0.1
4	Dome 1	5	5	5	0.00	5.000	25.000	0.500	200	IP65	1	LED	150	0.3	0.3	0.1
5	Dome 2	5	5	5	0.00	5.000	25.000	0.500	200	IP65	1	LED	150	0.3	0.3	0.1
6	Dome 3	5	5	5	0.00	5.000	25.000	0.500	200	IP65	1	LED	150	0.3	0.3	0.1
7	Dome 4	5	5	5	0.00	5.000	25.000	0.500	200	IP65	1	LED	150	0.3	0.3	0.1
8	Loading Area	6	5	5	0.00	5.000	30.000	0.545	200	IP65	1	LED	150	0.3	0.3	0.1
9	Sendout Area	6	5	5	0.00	5.000	30.000	0.545	200	IP65	1	LED	150	0.3	0.3	0.1
10	Machinery Room	5.6	7	3	0.00	3.000	39.200	1.037	400	14	2	FL	20	0.75	0.5	0.1
11	Dry Powder Room	5.6	7	3	0.00	3.000	39.200	1.037	400	14	2	FL	20	0.75	0.5	0.1
12	Catwalk	60	2	3	0.00	3.000	120.000	0.645	100	IP65	1	LED	150	0.3	0.3	0.1
13	Regasification Area	6.6	4	3	0.70	2.300	26.400	1.083	500	14	2	FL	20	0.75	0.5	0.1

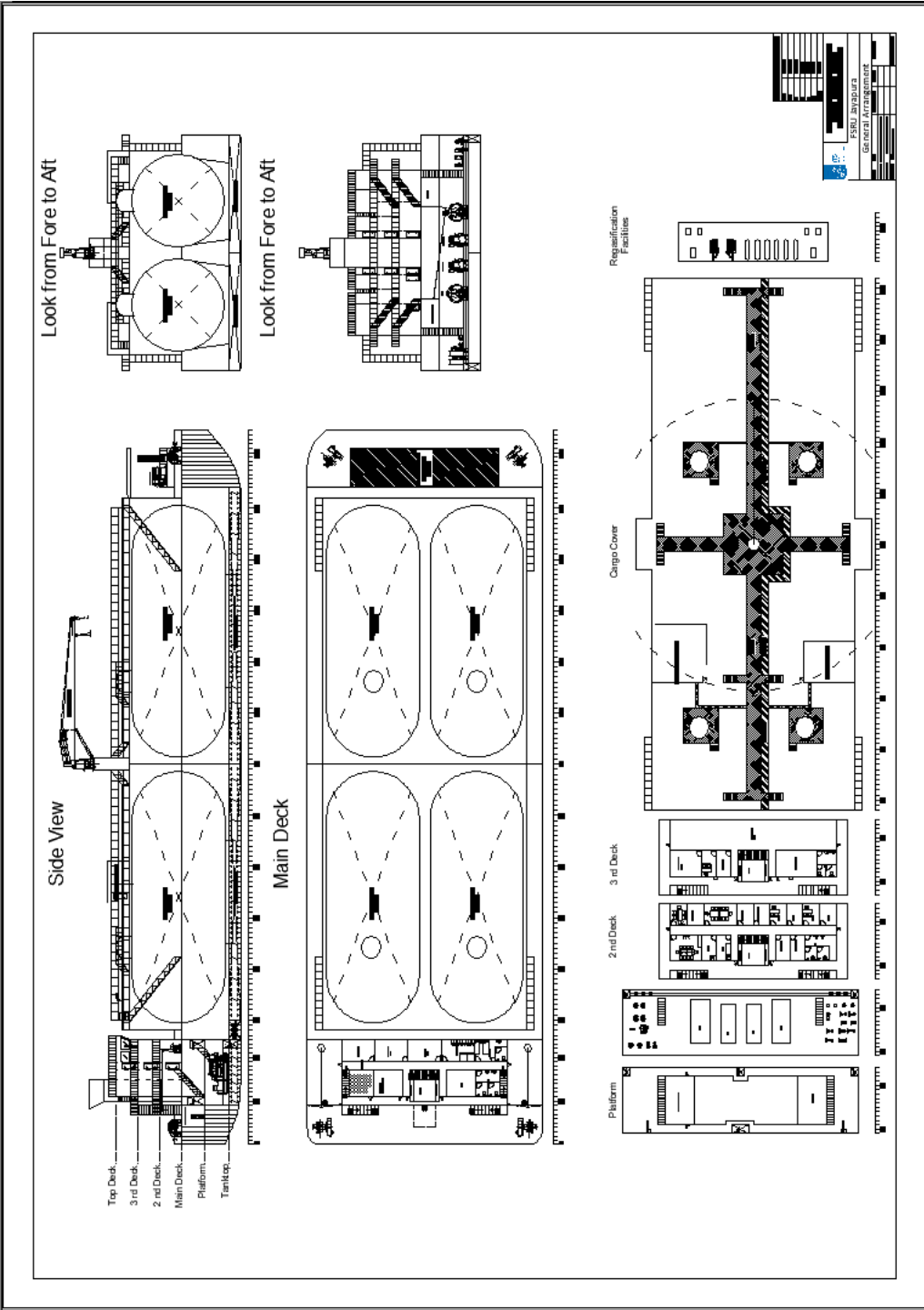
				Project : FSRU JAYAPURA
				Doc. No : Tugas Akhir
				Rev. No :
				Halaman :

e of Efficiency			efficiency Penerangan	factor diversity (d)	light flux $\Phi$	light flux (lumen)	$\Sigma$ armature n	N	power Armature (Watt)	Stop contact (A)			
k1	Eff 1	k2	Eff 2							2 n <sub>1</sub>	4 n <sub>2</sub>	6 n <sub>3</sub>	10 n <sub>4</sub>
0.60	0.185			0.65	15881	15000	1.63	2	300				
0.60	0.185			0.65	86966	15000	8.92	9	1350				
0.60	0.185			0.65	86966	15000	8.92	9	1350				
0.60	0.099			0.65	50505	15000	5.18	6	900				
0.60	0.099			0.65	50505	15000	5.18	6	900				
0.60	0.099			0.65	50505	15000	5.18	6	900				
0.60	0.099			0.65	50505	15000	5.18	6	900				
0.60	0.099			0.65	60606	15000	6.22	7	1050				
0.60	0.099			0.65	60606	15000	6.22	7	1050				
1.00	0.574	1.25	0.626	0.75	26955	5000	7.19	8	320	1			
1.00	0.574	1.25	0.626	0.75	26955	5000	7.19	8	320	1			
0.60	0.099	0.80	0.132	0.65	112727	15000	11.56	12	1800				
1.00	0.574	1.25	0.626	0.75	22326	5000	5.95	6	240				
Total								2	11380	0	2	0	0
				P.Stop contact (Watt)						0	1408	0	0

2. Lines Plan



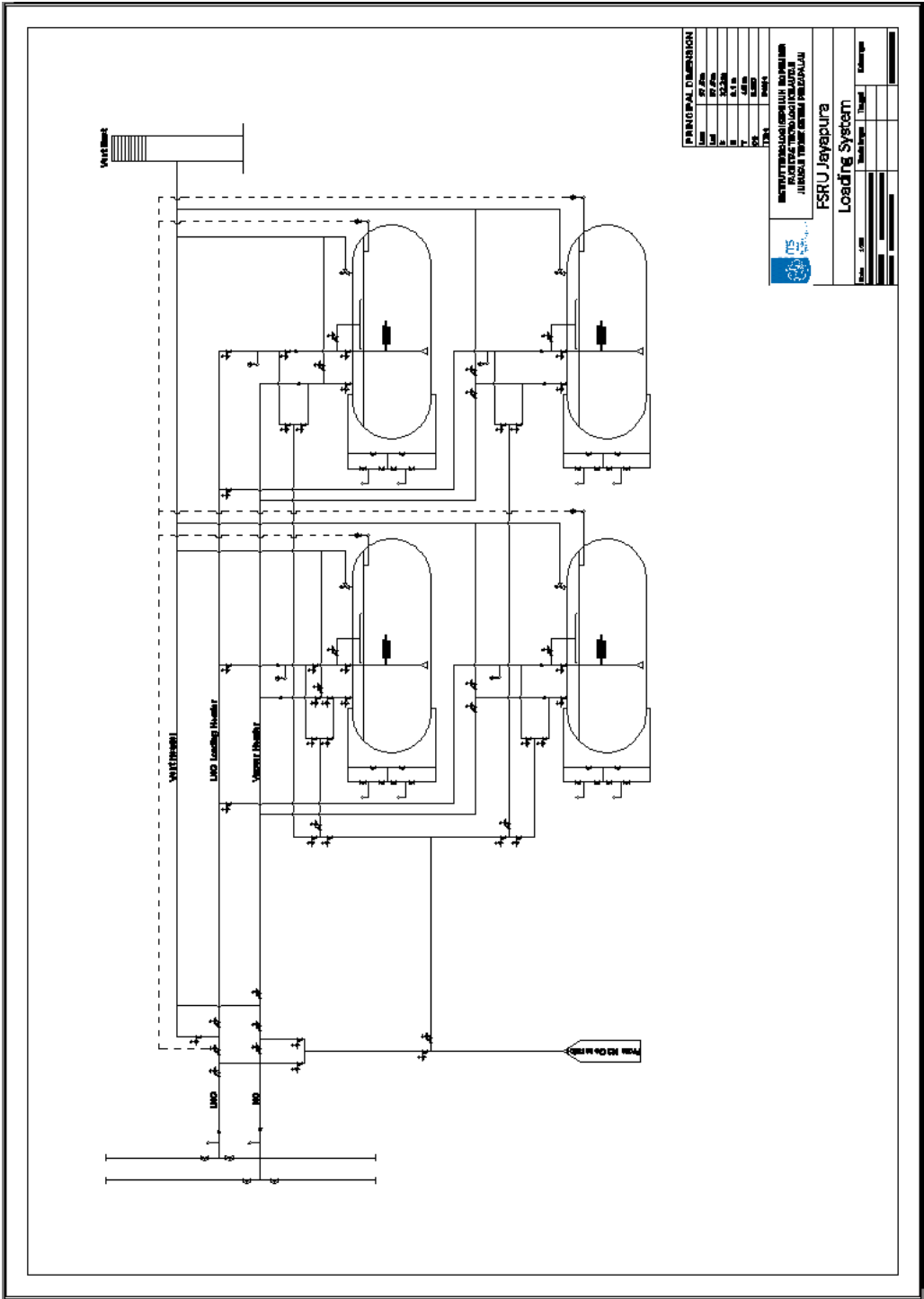
3. General Arrangement



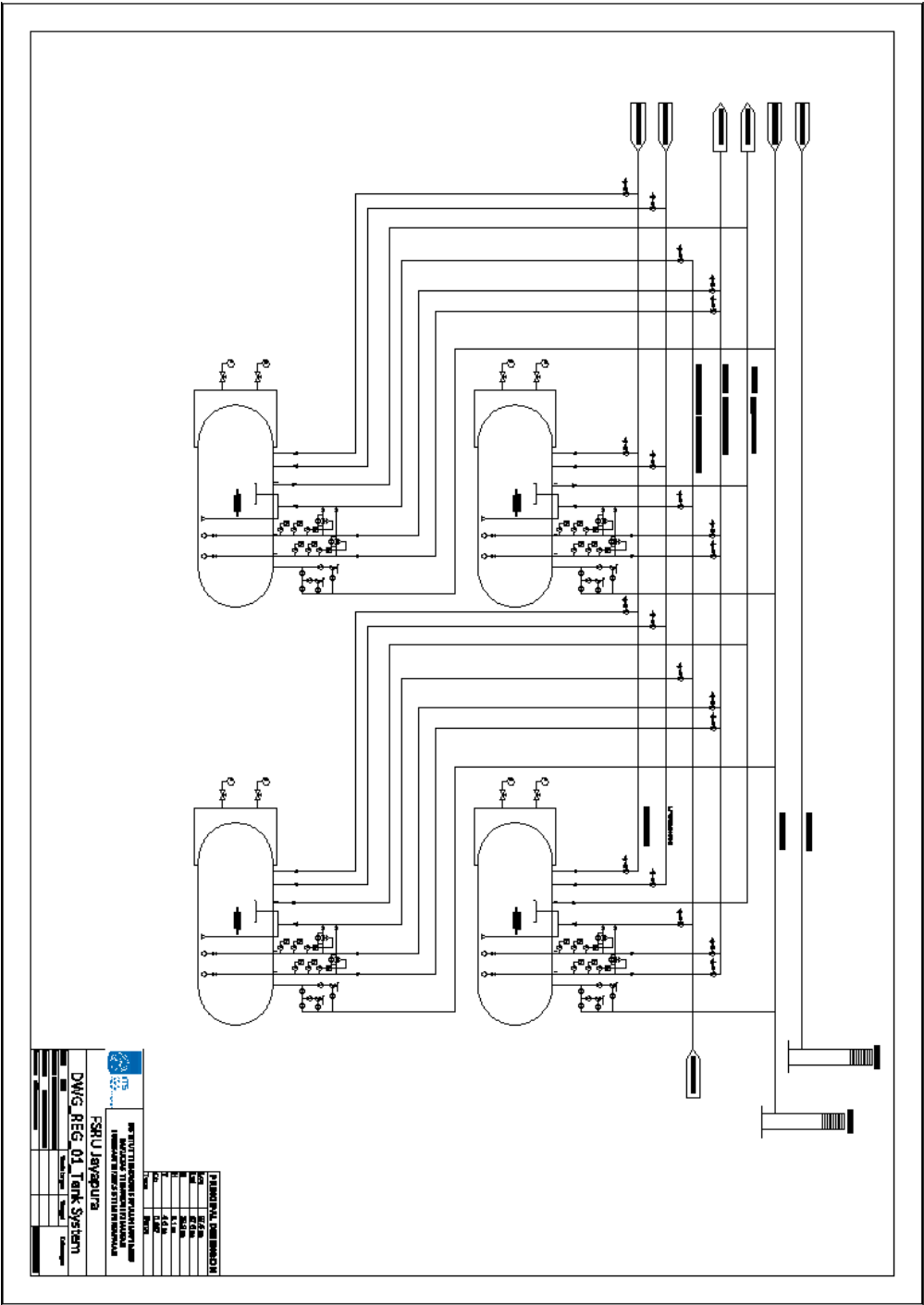




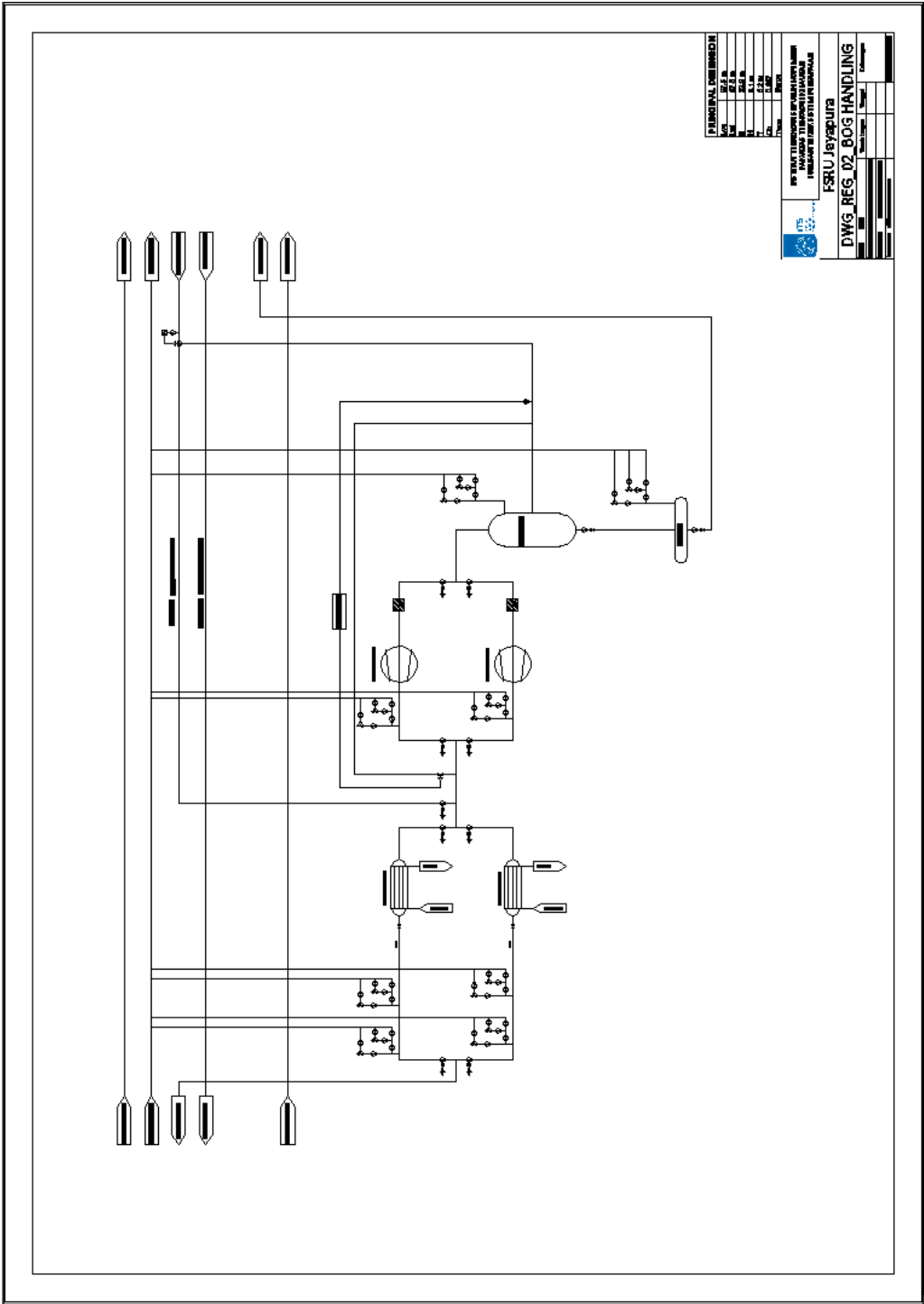
5. P&ID Loading LNG



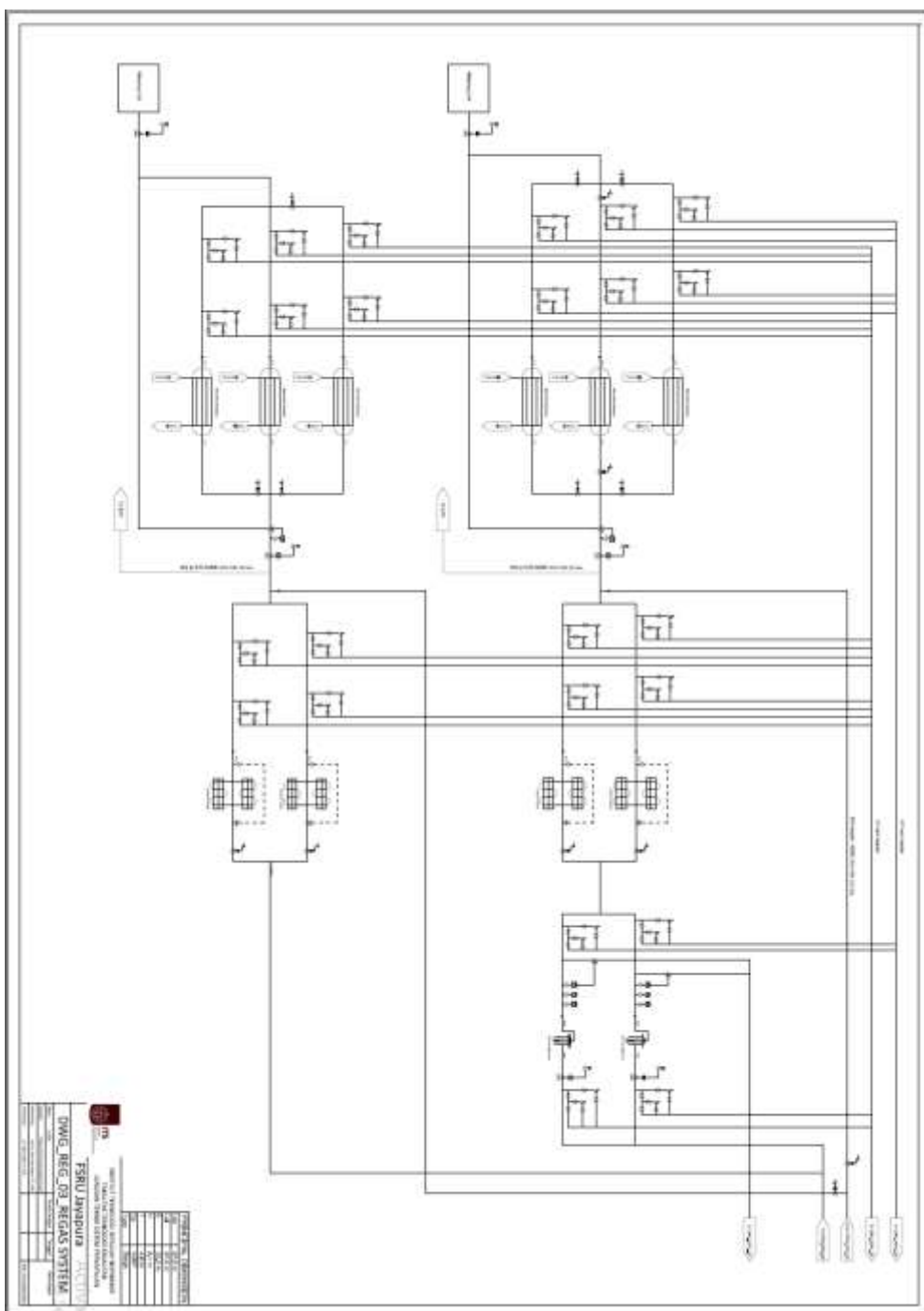
6. P&ID Regasifikasi 1



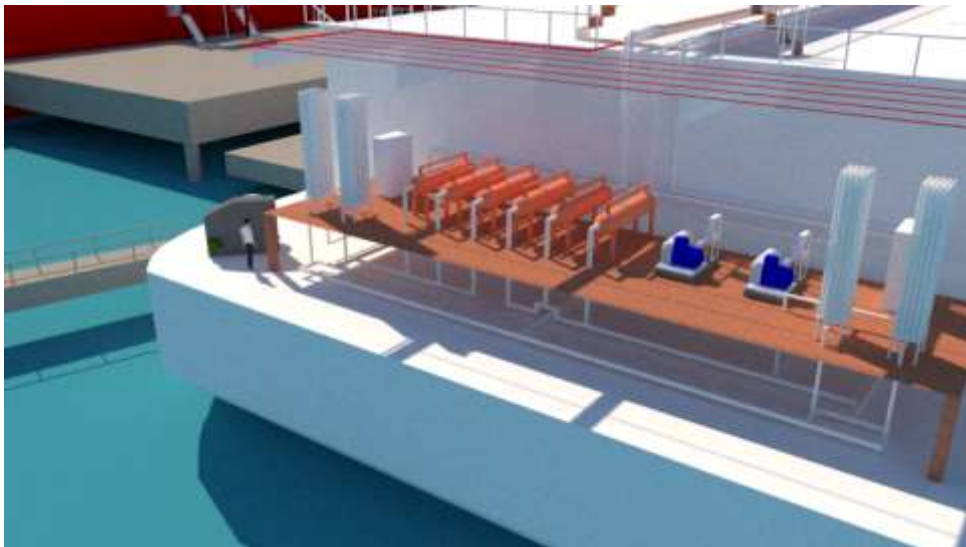
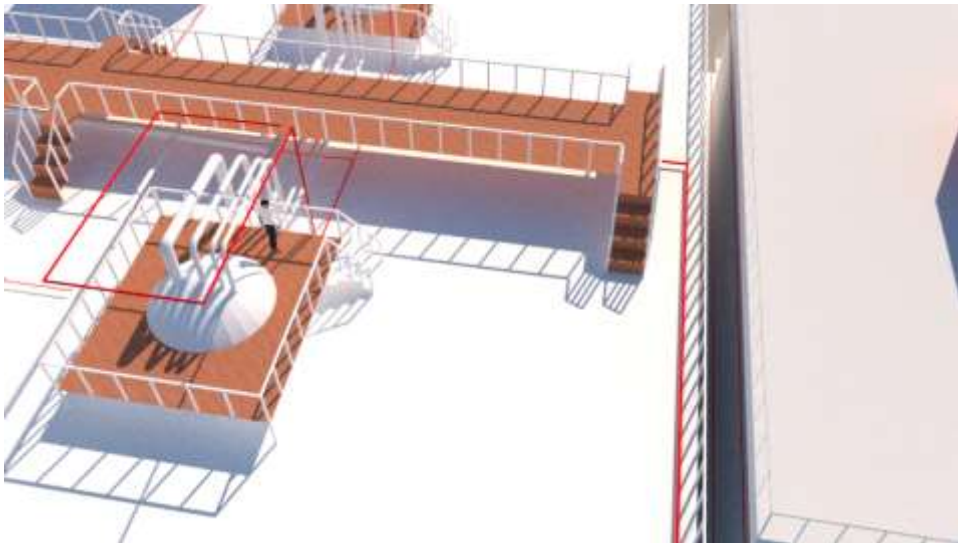
7. P&ID Regasifikasi 2



## 8. P&amp;ID Regasifikasi 3



## 9. Desain 3 Dimensi





## 10. Sili Pump

Shanghai SILI Pump Manufacture Co., Ltd

--Maritime pump specialist in China

Pump Specification(50Hz/380V/3phase, 2900rpm, 2 poles motor)



Item	Model	Cap. (m³/h)	capacity range (m³/h)	Head (m)	Head range (m)	shaft power (kw)	NPSH (m)	Power (kw)	motor model	Wt (kg)
1	25CLH-6.5	3	2 - 4	8	6 - 9	0.16	4	0.75	Y80L1-2H	50
2	40CLH-5	10	8 - 12	30	22 - 32	1.82	4	2.2	Y90L-2H	73
3	40CLH-3.5	5	4 - 6	30	22 - 32	1.26	4	1.5	Y90S-2H	65
4	40CLH-3	10	8 - 12	50	37 - 53	3.24	2.8	4	Y112M-2H	110
5	40CLH-2.5	10	8 - 12	65	48 - 68	4.66	3	5.5	Y132S1-2H	130
6	40CLH-2	5	4 - 6.5	50	37 - 52	2.28	2.8	3	Y100L-2H	104
7	50CLH-7	20	16 - 23	30	22 - 32	2.47	3	4	Y112M-2H	83
8	50CLH-7A	18	14 - 21	25	18 - 27	1.92	3	3	Y100L-2H	72
9	50CLH-4.5	20	16 - 23	50	37 - 52	4.54	3	5.5	Y132S1-2H	98
10	50CLH-3.5	20	16 - 23	65	48 - 68	8.85	3.5	11	Y160M1-2H	145
11	65CLH-8.5	30	24 - 33	30	22 - 32	4.02	3	5.5	Y132S1-2H	125
12	65CLH-8.5A	25	20 - 28	26	19 - 28	2.95	3	4	Y112M-2H	106
13	65CLH-5.5	30	24 - 34	50	37 - 52	6.92	3	11	Y160M1-2H	171
14	65CLH-5.5A	27	21 - 31	45	33 - 47	5.7	3	7.5	Y132S2-2H	140
15	65CLH-4.5	30	24 - 34	65	48 - 68	9.48	3	11	Y160M1-2H	200
16	65CLH-4.5A	27	21 - 31	58	43 - 60	7.9	3	11	Y160M1-2H	141
17	80CLH-16	50	40 - 57	20	15 - 22	3.6	3.5	5.5	Y132S2-2H	156
18	80CLH-11	50	40 - 57	30	22 - 32	6.19	3.5	7.5	Y132S2-2H	162
19	80CLH-11A	45	36 - 51	26	19 - 28	4.98	3.5	7.5	Y132S2-2H	162
20	80CLH-7	50	40 - 57	50	37 - 52	10.47	3.5	15	Y160M1-2H	245
21	80CLH-7A	44	35 - 50	45	33 - 47	8.56	3.5	11	Y160M1-2H	230
22	80CLH-5.5	50	40 - 57	65	48 - 68	15.25	3.5	18.5	Y160L-2H	275
23	80CLH-5.5A	46	36 - 52	57	42 - 60	12.76	3.5	15	Y160M2-2H	250
24	80CLH-5	60	48 - 69	85	63 - 89	24.8	4	30	Y200L1-2H	595
25	80CLH-5A	50	40 - 57	80	60 - 84	19.5	4	22	Y180M-2H	560
26	80CLH-4.5	50	40 - 57	80	60 - 84	19.5	3.5	22	Y180M-2H	295
27	100CLH-22	95	76 - 105	15	11 - 16	5.18	5	7.5	Y132M2-2H	142
28	100CLH-19	100	80 - 110	20	15 - 22	7.27	5	11	Y160M1-2H	192
29	100CLH-15	100	80 - 110	30	22 - 32	11.19	4.8	15	Y160M2-2H	215
30	100CLH-15A	90	72 - 100	27	20 - 29	9.32	4.8	11	Y160M1-2H	192
31	100CLH-13	70	56 - 80	30	22 - 32	8.41	4	11	Y160M1-2H	195
32	100CLH-13A	63	50 - 72	27	20 - 29	6.18	4	11	Y160M1-2H	194
33	100CLH-11	80	64 - 90	15	11 - 16	4.36	2.5	5.5	Y132S-4H	152
34	100CLH-10	100	80 - 110	50	37 - 52	18.39	4.8	22	Y180M-2H	275
35	100CLH-10A	86	68 - 96	45	33 - 47	14.84	5	18.5	Y160L-2H	240
36	100CLH-10	100	80 - 110	50	37 - 52	18.39	4.8	22	Y180M-2H	560
37	100CLH-10A	86	68 - 96	45	33 - 47	14.84	5	18.5	Y160L-2H	540
38	100CLH-8.5	70	56 - 80	45	33 - 47	12.89	4	18.5	Y160L-2H	239



## Shanghai SILI Pump Manufacture Co., Ltd

---Maritime pump specialist in China



## Pump Specification(50Hz/380V/3phase, 2900rpm, 2 poles motor)

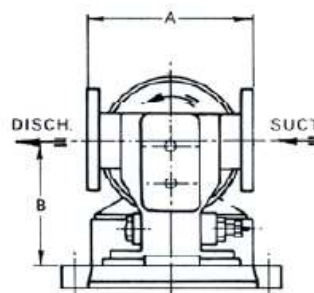
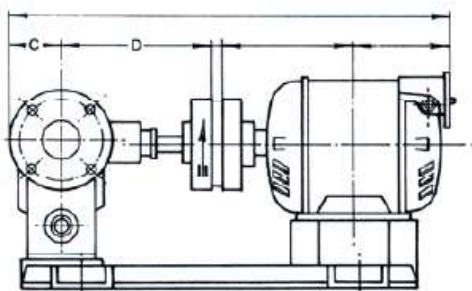
39	100CLH-6	100	80 - 110	80	60 - 84	30.3	3.8	37	Y200L2-2H	480
40	100CLH-6A	93	74 - 104	70	52 - 74	24.2	3.8	30	Y200L1-2H	450
41	100CLH-6B	80	64 - 90	62	46 - 66	18.5	3.8	22	Y180M-2H	415
42	125CLH-19	150	120 - 165	30	22 - 32	16.34	5	22	Y180M-2H	308
43	125CLH-19A	135	108 - 151	26.5	19 - 28	13.32	5.5	18.5	Y160L-2H	280
44	125CLH-19	150	120 - 165	30	22 - 32	16.34	5	22	Y180M-2H	315
45	125CLH-19A	135	108 - 151	26.5	19 - 28	13.34	5.5	18.5	Y160L-2H	295
46	125CLH-13	200	160 - 220	50	37 - 52	34.9	5	45	Y225M-2H	448
47	125CLH-13A	185	148 - 208	44	33 - 46	28.8	5	37	Y200L2-2H	378
48	125CLH-13B	165	132 - 184	34	25 - 36	19.9	5	22	Y180M-2H	313
49	125CLH-12	160	128 - 180	50	37 - 53	28.3	5	37	Y200L2-2H	378
50	125CLH-10	150	120 - 168	65	48 - 68	36.86	5.5	45	Y225M-2H	525
51	125CLH-10A	130	104 - 144	58	43 - 61	29.32	5.5	37	Y200L2-2H	450
52	125CLH-8	140	112 - 155	86	64 - 90	46.7	4	55	Y250M-2H	650
53	125CLH-8A	120	96 - 133	80	60 - 84	38.5	4	45	Y225M-2H	580
54	125CLH-6.5	150	120 - 168	110	82 - 115	62.4	5.5	75	Y280S-2H	530
55	150CLH-26	200	160 - 220	20	15 - 22	14.3	5.5	18.5	Y160L-2H	450
56	150CLH-26A	190	152 - 213	17	12 - 19	11.7	5.5	15	Y160M2-2H	420
57	150CLH-22	200	160 - 220	30	22 - 32	20.94	6	30	Y200L1-2H	300
58	150CLH-18	160	128 - 178	14	10 - 16	7.63	6.5	11	Y160M-4H	258
59	150CLH-13.5	180	144 - 202	50	37 - 53	32.67	5	45	Y225M-2H	448
60	150CLH-13	200	160 - 225	20	15 - 22	13.62	3.5	18.5	Y180M-4H	450
61	150CLH-13A	187	149 - 210	17	12 - 18	11	3.5	15	Y160L-4H	422
62	150CLH-11	180	144 - 202	65	48 - 68	43.63	6.2	55	Y250M-2H	750
63	150CLH-10.5	250	200 - 282	32	24 - 34	29.1	4	37	Y225S-4H	590
64	150CLH-10	260	208 - 289	86	64 - 90	81.7	4	110	Y315S-2H	650
65	150CLH-9	200	160 - 220	32	24 - 34	22.1	3.5	30	Y200L-4H	590
66	150CLH-9A	180	144 - 189	28	21 - 30	18.2	3.5	22	Y180L-4H	500
67	150CLH-9B	160	128 - 180	25	18 - 27	14.7	3.5	18.5	Y160L-2H	485
68	150CLH-6	160	128 - 180	50	37 - 52	29.8	5	37	Y225S-4H	630
69	150CLH-6A	150	120 - 168	45	33 - 48	25.2	5	30	Y200L-4H	610
70	200CLH-9	320	256 - 358	32	24 - 34	36.7	4	45	Y225M-4H	719
71	200CLH-12	300	240 - 336	30	22 - 32	30.6	4	37	Y225S-4H	685
72	200CLH-12A	280	224 - 312	25	18 - 27	24.1	4	30	Y200L-4H	625
73	200CLH-18	400	320 - 450	20	15 - 22	27.2	4.5	37	Y225S-4H	685
74	250CLH-18	500	400 - 565	30	22 - 32	51.1	4.5	75	Y280S-4H	895
75	250CLH-18A	500	400 - 565	24	18 - 26	40.9	4.5	45	Y225M-4H	789
76	250CLH-18B	450	360 - 510	20	15 - 21	33.6	4.5	37	Y225S-4H	754

## 11. Allweiler Pump

Pump size SNL	6 mm <sup>2</sup> /s				Kinematic viscosity $\nu$ 40 mm <sup>2</sup> /s				380 mm <sup>2</sup> /s			
	Speed n [1/min]				Speed n [1/min]				Speed n [1/min]			
	1450 m	1750 m	2900 m	3500 m	1450 m	1750 m	2900 m	3500 m	1450 m	1750 m	2900 m	3500 m
40-38	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,3
40-46	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,5	4,5
40-54	4,9	5,0	5,4	5,7	5,4	5,5	5,9	6,4	6,9	7,0	8,0	8,8
80-36	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,1	3,7
80-42	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,1	3,0	3,0	3,8	4,8
80-46	3,0	3,0	3,0	3,3	3,0	3,0	3,0	3,8	3,0	3,0	4,6	6,3
80-54	5,0	5,1	5,7	6,4	5,5	5,6	6,5	7,2	7,2	7,3	①	①
120-42	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,6	3,0	3,0	4,4	5,8
120-46	3,0	3,0	3,0	3,8	3,0	3,0	3,4	4,5	3,0	3,0	5,4	7,6
120-54	5,0	5,2	6,1	6,4	5,5	5,7	6,9	8,2	7,2	7,5	①	①
210-40	3,0	3,0	3,0	3,6	3,0	3,0	3,2	4,2	3,0	3,0	5,2	7,0
210-46	3,0	3,0	3,8	5,0	3,0	3,0	4,5	6,0	3,0	3,5	7,5	①
210-54	5,2	5,4	7,1	-	5,7	6,0	8,1	-	7,5	8,0	①	-
280-43	3,0	3,0	3,7	4,8	3,0	3,0	4,3	5,8	3,0	3,6	7,3	①
280-46	3,0	3,0	4,5	6,1	3,0	3,0	5,3	7,5	3,3	4,1	①	①
280-54	5,3	5,5	8,0	-	5,8	6,2	-	-	7,8	8,4	①	-
440-40	3,0	3,0	3,8	5,2	3,0	3,0	4,6	6,4	3,1	3,8	7,8	①
440-46	3,0	3,0	5,7	8,1	3,0	3,2	6,9	①	3,8	5,0	①	①
440-52	4,5	4,9	①	-	5,9	6,4	①	-	7,9	8,7	①	-
440-54	5,4	5,9	-	-	6,1	6,6	-	-	8,2	①	-	-
660-40	3,0	3,0	5,1	7,2	3,0	3,0	6,1	8,7	3,6	4,7	①	①
660-44	3,0	3,0	6,4	8,9	3,0	3,6	7,7	①	4,3	5,6	①	①
660-46	3,0	3,4	7,5	-	3,1	3,9	①	-	4,6	6,5	①	-
660-51	5,5	6,0	-	-	6,2	6,8	-	-	8,4	①	-	-
660-54	5,8	6,5	-	-	6,5	7,3	-	-	8,9	①	-	-
940-42	3,0	3,1	6,8	-	3,0	3,6	8,0	-	4,4	5,8	①	-
940-46	3,0	3,4	①	-	3,5	4,6	①	-	5,6	7,9	①	-
940-50	5,6	6,3	-	-	6,4	7,2	-	-	8,8	①	-	-
940-54	6,1	7,1	-	-	6,9	8,1	-	-	①	①	-	-
1300-38	3,0	3,0	6,0	-	3,0	3,4	7,4	-	4,1	5,4	①	-
1300-42	3,0	3,6	8,3	-	3,3	4,2	①	-	5,2	7,2	①	-
1300-44	3,0	4,0	-	-	3,6	4,8	-	-	5,8	8,2	-	-
1300-46	3,4	4,6	-	-	4,0	5,4	-	-	7,6	①	-	-
1300-54	6,6	8,0	-	-	7,5	①	-	-	①	①	-	-
1700-42	3,2	4,3	-	-	3,8	5,0	-	-	6,1	8,5	-	-
1700-46	3,4	5,4	-	-	4,6	6,6	-	-	7,9	①	-	-
2200-42	3,7	4,9	-	-	4,4	6,0	-	-	7,3	①	-	-
2200-46	4,2	6,3	-	-	5,3	7,6	-	-	①	①	-	-
2900-40	4,0	5,5	-	-	4,8	6,7	-	-	7,9	①	-	-
3600-46	5,7	8,1	-	-	6,9	①	-	-	①	①	-	-

① Inlet pressure necessary

## 12. Iron Pump



The pump can be furnished right or left hand.

### Arrangement

Type:	A	B	C	D	Pipe size	Nozzles		Weight without motor -kg
						O. D. flange	B.C.	
ON: 1-2	220	190	65	190	25-1"	115	85	4-15ø 45
ON: 3-4	240	175	75	205	40-1 1/2"	150	110	4-18ø 75
ON: 5-6-7	300	220	90	270	70-2 1/4"	185	145	4-18ø 105
ON: 8-9-10	300	245	135	310	90-3 1/2"	210	170	8-18ø 135
ON: 35/10	360	270	180	348	100-4"	220	180	8-18ø 220
ON: 50/10	400	291	220	398	125-5"	250	210	8-18ø 290
ON: 80/10	450	340	325	530	150-6"	285	240	8-23ø 430
ON: 100/10	450	340	325	530	150-6"	285	240	8-23ø 540

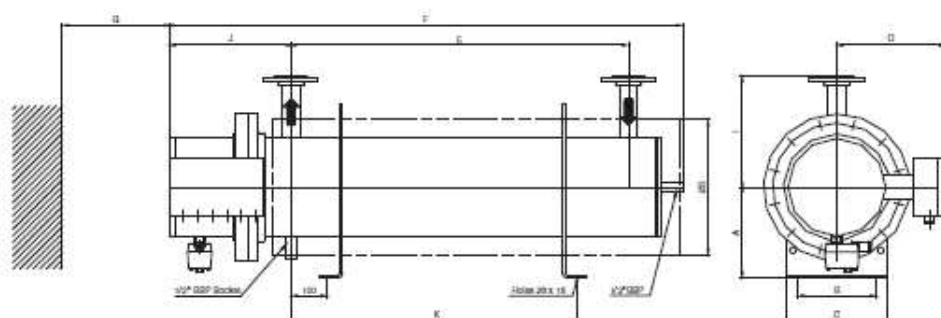
### Ratings for ON and ONV

Type:	n = 350 R.P.M.					
	20 m Head m <sup>3</sup> /h HP		35 m Head m <sup>3</sup> /h HP		50 m Head m <sup>3</sup> /h HP	
ON: 1	1,5	0,4	1,4	0,7	1,3	0,9
ON: 2	2,5	0,6	2,4	0,9	2,3	1,3
ON-V: 3	3,5	0,7	3,4	1,1	3,3	1,6
ON-V: 4	4,5	1,0	4,4	1,4	4,3	2,0
ON-V: 5	9,5	1,6	9,3	2,1	9,0	2,7
ON-V: 6	11,0	2,2	10,5	2,7	9,8	3,4
ON-V: 7	14,0	2,6	13,5	3,3	13,0	4,0
ON-V: 8	18,5	2,9	18,0	3,7	17,5	4,7
ON-V: 9	23,0	3,5	22,0	4,5	20,9	5,7
ON-V: 10	27,5	3,9	26,1	5,2	24,8	7,0
ON-V: 35/10	34,0	9,0	33,0	10,5	32,0	12,5
ON-V: 35-50/10	43,0	11,7	42,0	13,5	41,0	16,8
ON-V: 50/10	53,0	13,3	52,0	15,5	51,0	18,3
ON-V: 80/10	70,0	17,8	68,0	20,7	66,0	24,0
ON-V: 100/10	115,0	20,5	110,0	24,5	105,0	29,5

Type:	n = 950 R.P.M.					
	20 m Head m <sup>3</sup> /h HP		35 m Head m <sup>3</sup> /h HP		50 m Head m <sup>3</sup> /h HP	
ON: 1	2,0	0,5	1,9	0,8	1,8	1,1
ON: 2	3,0	0,7	2,8	1,0	2,6	1,4
ON-V: 3	4,2	0,8	4,1	1,2	4,8	1,8
ON-V: 4	5,0	1,0	4,9	1,6	4,8	2,3
ON-V: 5	11,0	1,8	10,5	2,4	10,0	3,0
ON-V: 6	12,0	2,4	11,5	3,0	11,0	3,8
ON-V: 7	16,4	2,8	15,5	3,7	14,6	4,5
ON-V: 8	21,0	3,4	20,0	4,3	19,0	5,4
ON-V: 9	26,0	3,8	25,3	5,0	23,4	6,4
ON-V: 10	31,0	4,4	29,5	6,2	28,0	7,9
ON-V: 35/10	37,0	6,6	35,0	8,5	33,0	11,0
ON-V: 35-50/10	50,0	8,7	48,0	10,8	46,0	13,5
ON-V: 50/10	55,0	9,7	53,0	12,0	51,0	14,0
ON-V: 80/10	84,0	16,1	81,0	20,7	78,0	26,2
ON-V: 100/10	121,0	19,3	116,5	25,2	112,0	32,0

PH are based on oil of 15° E

## 13. Electric Heater



All dimensions are a guideline only.  
Dimension drawing will be produced upon request.

Electric power supply terminals (110-690 V AC/DC),  
safety thermostat and the optional control thermostat  
are located on the top hood.

Design pressure: 16 bar (EH40-15 bar)  
Design temperature: 160°C  
Flanges: PN 16 DIN 86030/JIS-16K/EN 1092-1

**Mounting style:**

Vertically or horizontally  
Dimensions in mm  
Weights in kg

**Surface loads:**

Lubrication oil 1 W/cm<sup>2</sup>  
Heavy fuel oil 1.4 W/cm<sup>2</sup>  
Water 3 W/cm<sup>2</sup>

**Accessories (optional):**

Safety valve  
Drain valve  
Pressure gauge  
Thermometer  
Pt. 100 sensor (optional)

**Standard product range****Capacity and dimensions**

Type	EH 15				EH 20			EH 25				EH 30				EH 35				EH 40									
Country	Lub. oil (kW)	5	7	8,5	12	14	17	21	23	26	29	33	37	40	45	48	51	59	63	74	78	96	100	111	116	121			
	Fuel oil (kW)	7	10	12	17	20	24	30	33	36	40	47	52	56	63	68	72	83	88	104	110	135	141	156	164	171			
	Water (kW)	15	21	26	36	42	51	64	70	77	85	101	111	120	135	145	154	178	188	223	235	See special data sheet							
	No of elements	9				15			27		30	27	30	42		39	42	39	42	54	51	54	51	54	55	59	63	66	69
	Flange size DN	DN 25, 30, 40				DN 25, 32, 40, 50, 65			DN 32, 40, 50		DN 40, 50, 65, 80			DN 40, 50, 65, 80		DN 40, 50, 65, 80		DN 50, 65, 80		DN 50, 65, 80									
Elements length	600	850	1000	850				850	850	1000	1000	850		1000	1000	1200	1200	1000	1200	1200	1500	1500	1500	1500	1500	1800	1800	1800	
A	200				250			250		250			250		250		250		300		300								
B	220				220			220		220			220		300		300		350		350								
C	270				280			280		280			280		350		350		350		350								
E	420	570	820	570	570	820	570	570	820	820	570	820	820	1020	1020	820	1020	1020	1320	1320	1300	1300	1800	1800	1800	1800	1800		
F	601	1141	1291	1137	1137	1287	1142	1142	1292	1292	1152	1302	1302	1502	1502	1300	1509	1509	1809	1809	1814	1814	2114	2114	2114	2114	2114		
G	570	820	970	820	820	970	820	820	970	970	820	970	970	1170	1170	970	1170	1170	1470	1470	1470	1470	1770	1770	1770	1770	1770		
I	254				280			307		332			342		348		347		348		373								
J	327				322			337		342			347		347		347		347		363								
K	290	530	680	530	530	680	530	530	680	680	530	680	980	1020	1020	680	880	880	1180	1180	150	150	1460	1460	1460	1460	1460		
2D incl. insulation	ø270				ø324.5			ø380		ø425			ø480		ø510		ø510		ø510		ø510								
O	255				275			300		335			380		400		400		400		400								
Net weight kg	55	65	71	102	100	112	137	140	153	166	206	225	228	254	258	294	327	331	381	395	436	405	555	560	565	565	565		



## 14. Purifier Unit



### MIB 303

#### Solids-retaining centrifugal separator

##### Application

The MIB 303 separation system is designed for centrifugal separation of sludge and water from mineral oil.

The separator is designed for oils with a maximum density of  $920 \text{ kg/m}^3$  at  $15^\circ\text{C}$ . The maximum separation temperature for gas oil and marine diesel oil is  $+40^\circ\text{C}$ , and for lubricating oil  $+70^\circ\text{C}$ , since this is the max. separation temperature for the separator.

##### Mineral oil

The MIB 303 separator in a cleaning system for distillate and marine diesel oil should be operated as a purifier. For cleaning of lubricating oil, MIB 303 purifier or clarifier can be used.

##### Concept

The MIB 303 separator features a special design concept for solid-bowl separators. Advanced manufacturing, design and drive technologies have contributed to a separator more compact and lightweight than conventional solid-bowl models.

##### Features

- No lock ring. Requires only small mechanical force on opening/assembling of the bowl.
- The design allows the bowl wall to be taken out and cleaned with the disc stack still in place.
- Lightweight materials in bowl and discs.
- Direct drive with motor speed controlled by a frequency converter eliminates gears or belts.
- Requires no lubrication.
- The cleaned oil is discharged under pressure, due to the built-in paring disc pump.
- Frequency converter with built-in voltage protector.

##### Benefits

- Easy to install, operate and maintain. No special training required.
- Small dimensions allow installation in narrow spaces.
- Removal of solid impurities extends intervals between filter replacements, which saves filter costs and reduces filter disposal handling.
- Removal of water from mineral oil improves the reliability of the oil system. It also reduces the risk of bacterial growth in tanks that could clog the filters.
- Electronics protected from voltage variations.



##### Throughput capacity

The MIB 303 separator has a throughput capacity of max. 760 litres per hour of diesel/gas oil and max. 460 litres per hour of steam turbine lube oil.

##### Standard equipment

Separator with drive, funnel for water supply with connections and starter for both separator and feed pump.

##### Ancillary equipment

Necessary for operation are: feed pump, collecting tank with water seal alarm, strainer, valves and fittings.

##### Available models

The MIB 303 separator is available as a purifier or a clarifier in stand-alone and module versions. There is also a choice between 230 V AC and 110 V AC. In the module version the ancillary equipment mentioned above is built together with the separator to form a compact unit.

## 15. Spesifikasi MAN BW L23/30 DF

**L23/30DF****Capacities**

750 rpm		5	6	7	8
Engine output	kW	740	888	1036	1184
Speed	rpm	750	750	750	750
<b>Heat to be dissipated <sup>3)</sup></b>					
Cooling water cylinder	kW	195	235	276	317
Charge air cooler; cooling water HT (1 stage cooler; no HT-stage)	kW	-	-	-	-
Charge air cooler; cooling water LT	kW	327	390	452	514
Lubricating oil cooler	kW	72	86	102	117
Heat radiation engine	kW	30	36	42	48
<b>Air data</b>					
Charge air temp. at charge air cooler outlet, max.	°C	55	55	55	55
	m <sup>3</sup> /h <sup>5)</sup>	4994	5993	6992	7991
Air flow rate	kg/kWh	7.39	7.39	7.39	7.39
Charge air pressure	bar (abs)	3.08	3.08	3.08	3.08
Air required to dissipate heat radiation (eng.) (t <sub>2</sub> -t <sub>1</sub> =10°C)	m <sup>3</sup> /h	9756	11708	13659	15610
<b>Exhaust gas data <sup>6)</sup></b>					
Volume flow (temperature turbocharger outlet)	m <sup>3</sup> /h <sup>7)</sup>	9918	11902	13885	15869
Mass flow	t/h	5.6	6.7	7.9	9.0
Temperature at turbine outlet	°C	342	342	342	342
Heat content (190°C)	kW	254	305	356	407
Permissible exhaust back pressure	mbar	< 30	< 30	< 30	< 30
Permissible exhaust back pressure (SCR)	mbar	< 50	< 50	< 50	< 50
<b>Pumps</b>					
<b>Engine driven pumps <sup>4)</sup></b>					
HT cooling water pump	1-2.5 bar	m <sup>3</sup> /h	36	36	36
LT cooling water pump	1-2.5 bar	m <sup>3</sup> /h	55	55	55
Lubrication oil	3-5 bar	m <sup>3</sup> /h	16	16	20
<b>External pumps <sup>8)</sup></b>					
Diesel oil pump	4 bar at fuel oil inlet A1	m <sup>3</sup> /h	0.52	0.62	0.73
Fuel oil supply pump	4 bar discharge pressure	m <sup>3</sup> /h	0.25	0.31	0.36
Fuel oil circulating pump <sup>9)</sup>	8 bar at fuel oil inlet A1	m <sup>3</sup> /h	0.53	0.63	0.74
<b>Cooling water pumps</b>					
<b>"Internal cooling water system 1"</b>					
LT cooling water pump	1-2.5 bar	m <sup>3</sup> /h	35	42	48
<b>"Internal cooling water system 2"</b>					
HT cooling water pump	1-2.5 bar	m <sup>3</sup> /h	20	24	28
LT cooling water pump	1-2.5 bar	m <sup>3</sup> /h	35	42	48
Lubricating oil pump	3-5 bar	m <sup>3</sup> /h	14	15	16
<b>Starting air system</b>					
Air consumption per start	Nm <sup>3</sup>	1.40	1.43	1.50	1.54

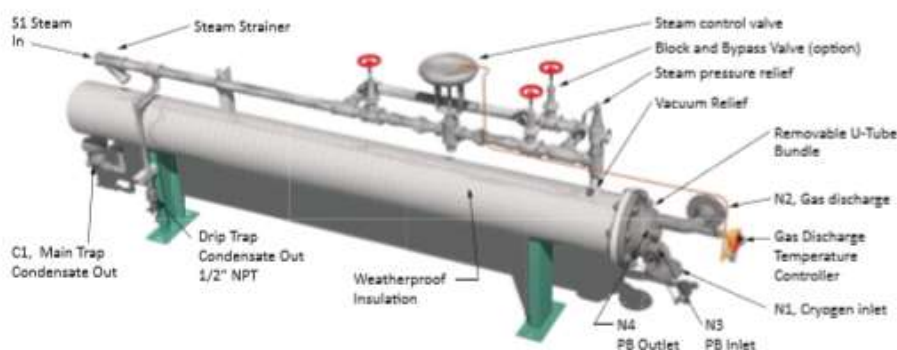
## 16. Steam Heat Exchanger

# TVN AUTOMATIC

## DIRECT STEAM VAPORIZERS

General Arrangement

Model	Nominal Dimensions, Inches			Nozzle Connection, Inches				Optional Pressure Build Coil		
	Length	Width	Height	Inlet N1	Outlet N2	Steam S1	Cond. C1	PB In N3	PB Out N4	Weight
T305	80	10	45	1/2	5/8	1/2	1/2	1/2	1/2	230
T233	80	11	50	1/2	1	5/4	1	1/2	3/4	400
T309	80	11	50	1/2	1	5/4	1 1/4	1/2	3/4	500
T1005	84	15	54	1 1/2	2	2	1 1/4	3/4	1	700
T1105	84	17	58	1 1/2	2	2	1 1/4	3/4	1	800
T2005	104	20	80	2	2 1/2	2 1/2	1 1/2	1	1 1/2	900
T3005	110	22	88	2 1/2	3	2 1/2	2	1	1 1/2	1,400
T5005	120	24	72	3	4	3	2 1/2	1	2	1,800
T8005	122	28	75	3	4	3	2 1/2	1	2	1,800
T9005	134	28	83	4	5	4	3	1 1/2	2	2,000
T10005	130	32	90	4	5	4	3	1 1/2	2 1/2	2,300



Model Rating

Model	SCFH in Thousands					Pounds Per Hour		
	N <sub>2</sub>	O <sub>2</sub> /CO	Ar	H <sub>2</sub>	LNG	ETHYLENE PROPANE	NH <sub>3</sub>	O <sub>2</sub> /CO <sub>2</sub>
T305	22	20	15.2	20	10	550	180	980
T233	30	25	33	30	23	1,525	575	2,400
T309	80	80	98	100	30	2,850	730	4,800
T1005	120	100	132	200	100	3,500	1,300	8,800
T1105	180	180	198	300	150	7,950	2,250	14,400
T2005	240	200	280	410	200	10,600	3,000	19,200
T3005	380	300	400	600	300	13,300	4,500	28,800
T5005	600	500	650	1,000	500	28,500	7,300	48,000
T8005	720	600	800	1,200	600	31,300	8,000	57,600
T9005	980	800	1,050	1,500	800	42,400	11,000	78,500
T10005	1,200	1,000	1,320	2,000	1,000	53,000	15,000	98,000

All tables shown on this Datasheet are intended as a guide that reflect our experience on these models. Actual performance may vary. Please call Thermax Inc. for specific applications. This product and/or data was designed and/or developed by Thermax Inc. and shall not be used in any way injurious to the interests of Thermax Inc.

Vortex-Flow™ is a Thermax Inc. Trademark.



540 Hawthorn St. • Dartmouth, MA 02747 USA

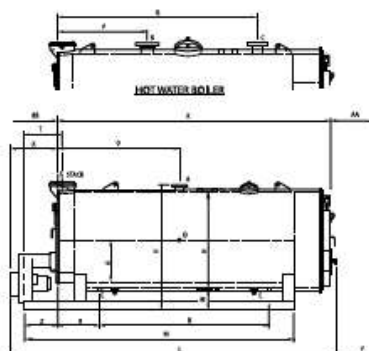
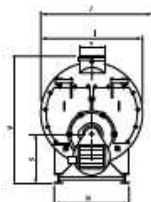
+1 608 999 1231  
 w@thermaxinc.com  
 www.thermaxinc.com



© 2018 Chart Inc.  
 P/N 2098889

## 17. Boiler

## SERIES 200

 hurstboiler.com


Inspected and  
registered with the  
National Board of  
Boiler & Pressure  
Vessel Inspectors.



Designed,  
constructed and  
stamped in  
accordance with  
the requirements  
of the ASME  
Boiler Codes.

BOILER SPECIFICATIONS		BOILER HORSEPOWER										
			15	20	25	30	40	50	60	70	80	100
HEATING SURFACE	FEET <sup>2</sup>	15	100	125	150	200	250	300	350	400	500	
STEAM OUTPUT	FROM 8.0 PSI	100	125	150	200	250	300	350	400	500		
GROSS OUTPUT	BTU	100	125	150	200	250	300	350	400	500		
FIRING RATE GAS	CFH	100	125	150	200	250	300	350	400	500		
FIRING RATE LP GAS	CFH	100	125	150	200	250	300	350	400	500		
FIRING RATE OIL #2	CFH	100	125	150	200	250	300	350	400	500		
FIRING RATE OIL #5 & #6	CFH	100	125	150	200	250	300	350	400	500		
A	*NOTE: 1 STEAM OUTLET SIZE	150 PSI	1 1/4	1 1/4	1 1/4	1 1/2	1 1/2	2	2	2 1/2	2 1/2	3
B	*NOTE: 2 STEAM OUTLET SIZE	15 PSI	1 1/2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
C	*NOTE: 3 WATER SUPPLY SIZE	30 PSI	1 1/2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
D	*NOTE: 2 WATER RETURN SIZE	30 PSI	1 1/2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
E	FEEDWATER CONNECTION		1	1	1	1	1	1	1	1 1/4	1 1/4	1 1/4
F	BLOWDOWN CONNECTION	BOTTOM	1	1	1	1	1 1/4	1 1/4	1 1/4	1 1/4	(2) 1 1/2	(2) 1 1/2
G	STACK OUTLET SIZE O.D.		8	8	10	10	12	12	12	12	12	12
H	FURNACE O.D.		18	18	18	18	20	20	20	24	24	24
I	SHELL I.D.		35	35	42	42	48	48	48	54	54	54
J	WIDTH WITHOUT TRIM		44	44	50	50	56	56	56	62	62	62
K	WIDTH WITH TRIM		49	49	55	55	61	61	61	67	67	67
L	LENGTH, FRONT TO REAR		71	68	78	80	99	119	135	115	127	161
M	LENGTH OVERALL		106	121	113	124	134	154	170	190	162	188
N	SKID LENGTH		72	60	84	96	102	120	138	117	132	150
O	SKID WIDTH		30	30	36	36	40	40	40	44	44	44
P	STEAM SUPPLY LOCATION		29	28	30	35	40	48	48	50	50	55
Q	WATER SUPPLY LOCATION		18	24	23	27	30	30	38	31	37	37
R	WATER RETURN LOCATION		45	58	51	50	68	84	90	78	88	103
S	BLOWDOWN LOCATION	15 PSI AND UP	20	20	18	18	23	23	23	25-58	25-58	25-58
T	SURFACE BLOW-OFF CONNECTION		23 9/16	23 9/16	24 9/16	24 9/16	25 13/16	25 13/16	25 13/16	29 9/16	29 9/16	29 9/16
U	STACK OUTLET LOCATION		21	25	25	25	25	25	25	25	25	25
V	SUPPLY HEIGHT		51	51	57	57	63	63	63	72	72	75
W	STACK HEIGHT		54.53	54.53	60.53	60.53	66.53	66.53	66.53	75	75	75
X	SHELL TO FLOOR HEIGHT		12	12	12	12	12	12	12	14	14	14
Y	BURNER PROJECTION		32	32	32	32	32	32	32	32	32	34
Z	DOOR SWING		22	22	25	25	25	25	25	31	31	31
AA	SKID TO FRONT PLATE		19.25	23.25	24.25	25.25	23.25	21.25	23.25	26.25	26.25	23.25
BB	TIRE REMOVAL	REAR	40	55	47	56	64	84	100	78	88	112
	TIRE REMOVAL	FRONT	47	62	54	65	71	91	107	83	95	119
WATER CAPACITY - STEAM SERIES		NAL	123	185	193	233	330	425	511	436	510	628
WATER CAPACITY - WATER SERIES		FLOODED	146	195	225	271	383	493	562	528	606	761
SHIPPING WEIGHT - HIGH PRESS.		DRY	2675	3225	3850	4125	6100	7375	8250	9400	10300	12450
SHIPPING WEIGHT - LOW PRESS.		DRY	2850	3075	3650	3450	5750	6950	7550	8300	9300	11100
BOILER HORSEPOWER			15	20	25	30	40	50	60	70	80	100

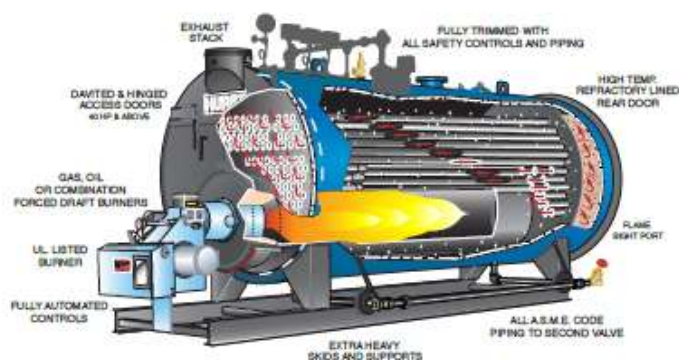
NOTE 1: 8" & ABOVE ARE 500 PSI FLANGE.  
NOTE 2: 4" & ABOVE ARE 1500 PSI FLANGE.  
DIMENSIONS L & X ARE VARIABLES OF FINAL BURNER SELECTION.

DIMENSIONS SUBJECT TO CHANGE WITHOUT NOTICE.  
ALL DIMENSIONS ARE IN INCHES.  
CERTIFIED DRAWING AVAILABLE UPON REQUEST.



## Lanjutan boiler

Leading Through Innovation



	125	150	200	250	300	350	400	500	600	700	800	
	425	750	1000	1250	1500	1750	2000	2500	3000	3500	4000	
	4312	5175	6900	8625	10350	12075	13800	17250	20700	24150	27600	
	4184	5021	6695	8369	10042	11716	13390	16738	20086	23432	26780	
	5250	6300	8400	10500	12600	14700	16800	21000	25200	29400	33600	
	57.3	68.8	91.8	114.7	137.7	160.8	183.8	229.5	275.4	321	367	
	37.5	45	60	75	90	105	120	150	180	210	240	
	35	42	56	70	84	98	112	140	168	196	224	
A	4	4	4	5	5	5	5	5	5	5	5	A
B	5	5	5	10	10	10	12	12	12	12	12	B
C	5	5	5	5	10	10	10	12	12	12	12	C
D	5	5	5	5	5	10	10	10	10	12	12	D
E	1.152	1.152	2	2	2	2	2	2	2.152	2.152	2.152	E
F	(2) 1.152	(2) 1.152	(2) 2	(2) 2	(2) 2	(2) 2	(2) 2	(2) 2	(2) 2	(2) 2	(2) 2	F
G	16	16	20	20	20	24	24	24	26	26	30	G
H	26	26	34	34	34	42	42	42	46	46	48	H
I	50	50	75.5	75.5	75.5	90	90	90	102	102	102	I
J	88.5	88.5	84.5	84.5	84.5	99	99	99	111	111	111	J
K	73	73	93	93	93	103	103	103	116	116	116	K
L	175	195	163	194	215	177	187	223	239	271	307	L
M	214	234	205	240	261	224	235	268	310	342	380	M
N	174	198	166	192	216	168	180	220	240	282	318	N
O	48	48	60	60	60	70	70	70	78	78	78	O
P	59	62	67.57	67.57	64	75	77	100	86.78	88.78	98.78	P
Q	48	48	27	48	53	39	48	54	60	64.78	64.78	Q
R	120	132	115	136	161	117	132	152	174	192.78	226.78	R
S	25-112	28-130	25-94	27-125	31-135	30-99	28-106	27-144	39-142	39-174	36-206	S
T	31.78	31.78	36.12	36.12	36.12	43.13	43.13	43.13	46	46	46	T
U	25	29	34	27	30	25	25	26	36	46	50	U
V	52	52	66	66	66	115	115	115	127	127	127	V
W	52	52	66	66	66	115	115	115	128	128	128	W
X	15	15	15	15	15	18	18	18	18	18	18	X
Y	35	35	43	43	43	43	43	40	57	57	59	Y
Z	34	34	43	43	43	50	50	50	57	57	57	Z
AA	23.25	27.25	34.13	27.12	30.12	25.125	27.125	31.125	36.125	46.125	54.125	AA
BB	131	151	117	148	169	124	135	171	181	213	245	BB
	141	161	124	155	175	131	143	179	189	221	253	
	1000	1142	1274	1552	1794	1984	1872	2300	2638	3439	3941	
	1150	1326	1547	1805	2153	2133	2354	2915	4071	4786	5451	
	15000	16500	17900	25700	25000	30000	33900	39600	47000	54300	58000	
	14350	16800	16500	25900	25250	31000	33000	39500	47000	54300	58000	
	125	150	200	250	300	350	400	500	600	700	800	

**BOILER DESIGN:** Two-Pass Dry-Back design. Pressure designs for steam are 15-300 psi, 100-600 hp, 250 psi. max. for 700-1500 hp, and 200 psi. max. for 1800-2000 hp.

**STEAM MODEL TRIM:** Safety relief valve, operating pressure control, high limit pressure control with manual reset, steam pressure gauge with syphon, combination pump control and low water cut-off with gauge glass assembly and drain valve, auxiliary low water cut-off with manual reset.

**HOT WATER MODEL TRIM:** Safety relief valve, operating temperature control, high limit temperature control with manual reset, combination pressure & temperature gauge, low water cut-off control with manual reset.

**BURNER:** Matched UL listed "forced draft" power burners with factory pre-piped, wired and tested fuel configurations for natural gas, propane (LP) gas, No. 2 (diesel) oil, or combination of both gas/oil.





## 19. LNG Vaporizer

# THERMAFIN SUPERGAP™

## Dimensions & Nominal Parameters

Model	Connection size	Std. connection type (A)	External surface (m <sup>2</sup> )	Weight (kg)	Length (mm)	Width (mm)	Height (mm)	Nominal capacity in Nm <sup>3</sup> /hr				Nominal capacity in kg/hr CO <sub>2</sub>
								LIN	LGR	LAR	LNG	
SC25HF	DN25	BSPPx1"	18	79	570	570	3,960	63	59	74	61	47
SC25HF	DN25	BSPPx1"	27	88	830	570	3,880	94	89	118	77	70
SC25HF	DN25	BSPPx1"	34	125	1,130	570	3,880	125	118	156	101	94
SC75HF	DN25	BSPPx1"	54	184	1,710	900	3,880	238	177	225	182	141
SC95HF	DN25	BSPPx1"	72	234	1,210	1,210	3,880	250	236	215	202	187
SC110HF	DN25	BSPPx1"	81	253	1,210	900	6,410	281	265	301	228	211
SC110HF	DN25	BSPPx1"	108	345	1,210	1,210	6,410	374	352	408	304	289
SC110HF	DN25	BSPPx1"	125	424	1,210	1,810	6,410	486	440	553	378	360
SC210HF	DN50	DN 2635	152	526	1,840	1,440	6,890	558	527	608	453	415
SC270HF	DN50	DN 2635	202	846	1,840	1,740	6,890	800	804	890	664	621
SC290HF	DN50	DN 2635	343	797	1,840	2,090	6,700	834	787	1043	877	826
SC290HF	DN50	DN 2635	370	867	1,890	1,740	7,200	825	873	1156	791	894
SC390HF	DN50	DN 2635	270	867	1,890	1,740	7,200	1305	1042	1381	896	830
SC430HF	DN50	DN 2635	234	1,818	1,890	2,050	7,200	1205	1212	1806	1042	965
SC430HF	DN50	DN 2635	378	1,175	1,890	3,390	7,200	1205	1212	1806	1042	965
SC430HF	DN50	DN 2635	471	1,328	1,890	2,580	7,200	1464	1381	1830	1188	1087
SC430HF	DN50	DN 2635	803	1,547	2,300	2,280	7,200	1701	1609	2126	1393	1275
SC730HF	DN50	DN 2635	678	1,758	2,500	2,880	7,200	1838	1820	2420	1570	1455
SC730HF	DN50	DN 2635	847	1,969	2,500	2,880	7,200	2308	2046	2711	1780	1626
SC1130HF	DN100	DN 2635	863	2,792	2,550	2,580	10,520	2895	2885	3309	2318	2140
SC1130HF	DN100	DN 2635	871	3,118	2,580	2,880	10,520	3180	3000	3698	2586	2393
SC1130HF	DN100	DN 2635	1,150	3,672	2,550	2,580	13,570	3742	3530	4678	3036	2822
SC1700HF	DN100	DN 2635	1,294	4,114	2,850	2,880	13,570	4174	3938	5218	3387	3125

Notes:

- Standard connections given in the table. Alternatives to BSPP: MOC2 and DIN or ANSI flanges. Alternative to DIN flange: ANSI CL300 flange.
- Nominal capacities at 20°C, 75% RH, 15 bar pressure, 10°C temperature approach, and 8 hours service.
- For HP (line) vaporizers multiply nominal capacity by 80%.







Chart Form, S.A., a Chart Industries Company

Chart Parts, S.A. & Chart Industries Company  
Chart Parts Sdn Bhd • Chart Inc • 42-405 00 50th St • Chart Products • 401-420-417-507 306 • 1-800-420-417-507 287  
Chart Parts Sdn Bhd • 10000 South Strake St • 5428901 401-401 • Germany • 011-49-030212-2 38 67 0 • 1-800-420-417-507 287  
Email: [usa-chart@chartinc.com](mailto:usa-chart@chartinc.com) • Internet: <http://www.chart-parts.com>  
352-290616-0201 © 2007, Chart Parts, S.A. & Chart Industries Company. All Rights Reserved.

*“Halaman ini sengaja dikosongkan”*

## BIOGRAFI PENULIS



I Wayan Gede Krisna Dwipayana Darma Putra dengan panggilan Diva ialah anak tunggal yang lahir pada tanggal 8 Juni 1996 di kota Denpasar dari pasangan suami istri I Nyoman Darma Yasa dan Ni Putu Sudiani. Penulis berdomisili di kota Denpasar, Provinsi Bali. Pendidikan yang telah ditempuh oleh penulis yaitu TK Darma Putra lulus pada tahun 2002, SD Negeri 6 Ubung lulus pada tahun 2008, SMP Negeri 1 Denpasar lulus pada tahun 2011, SMA Negeri 4 Denpasar lulus pada tahun 2014 dan kini penulis sedang mengambil program S1 di jurusan Teknik Sistem Perkapalan Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Surabaya.